

KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING

Scenarioanalys 2050



Svenskt Näringslivs förord

Frågan om Sveriges framtida elförsörjning är helt central för landets fortsatta välbefinnande och för näringslivets möjlighet att genomföra den klimatomställning som måste ske. De mycket stora investeringar som krävs kommer inte att genomföras om det saknas förtroende för att det svenska elsystemet ska kunna fortsätta erbjuda leveranssäker och fossilfri el till konkurrenskraftiga kostnader.

Vad som sker i det svenska näringslivet har stor påverkan på det globala klimatarbetet. Redan idag ersätter svensk export av produkter smutsigare produktion i andra länder vilket resulterar i cirka 25 miljoner ton minskade CO₂-utsläpp. Den siffran kan öka väsentligt – givet att rätt förutsättningar ges. De senaste åren har det aviserats investeringsplaner för hundratals miljarder i klimatomställningen av det svenska näringslivet. Det är ett styrkebesked för Sverige som bygger på stora förväntningar när det gäller förmågan att möta näringslivets framtida behov. Dessa förväntningar har vi inte råd att slarva bort.

Det är inte bara exporten av industriproduktion som bidrar till att minska utsläppen. Även det kunnande och den teknik som växer fram vid de svenska industrierna och som sprids till andra länder är viktiga för den globala klimatomställningen. I Svenskt Näringslivs undersökningar bland medlemsföretagen framgår det tydligt att investeringar uteblir eller bromsas redan idag på grund av brister i elsystemet. Osäkerhet kring elleveransen tvingar företag att göra egna satsningar för att garantera sin elförsörjning. Oron för det framtida elsystemet är stor samtidigt som förtroendet för energipolitiken är låg. Detta utgör effektiva hinder för de svenska företagens klimatomställningsarbete.

Denna andra uppdatering av den ursprungliga scenarioanalysen från september 2020 har genomförts inom ramen för projektet Kraftsamling elförsörjning. Den uppdaterade analysen har tagit höjd för en ytterligare ökad elanvändning och även årtalet har justerats något. Beräkningarna har gjorts utifrån en elanvändning om 290 TWh år 2050.

Utgångspunkten har, liksom i de tidigare scenarioanalyserna, varit användarperspektivet. Elsystemet är till för användarna, det är deras behov som måste mötas. Precis som i de tidigare versionerna av scenarioanalysen, utgör inte heller denna rapport en prognos – det är en analys av hur ett kostnadseffektivt, fossilfritt elsystem som möter användarnas behov *skulle kunna se ut*. En rad olika scenarier har analyserats och de samlade resultaten pekar i en tydlig riktning. Utifrån detta går det sedan att dra policyslutsatser kring vad som bör göras för att möta en sådan framtid som det skissas på i rapporten.

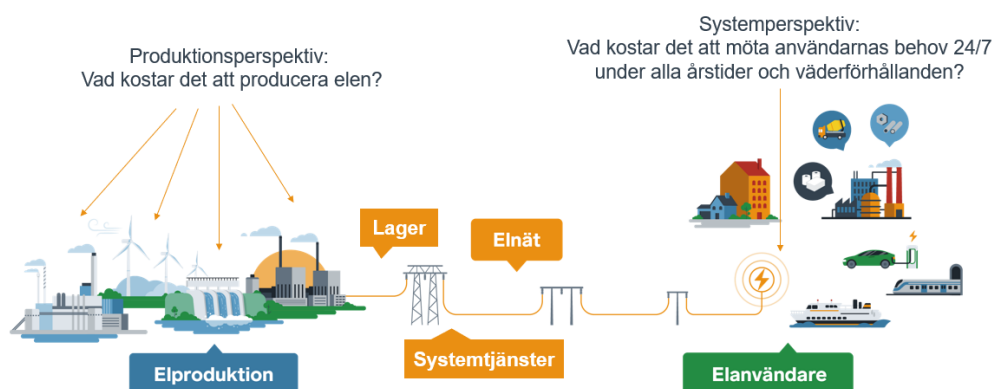
Vindkraftens och kärnkraftens roll i det framtida svenska elsystemet är hett debatterad. Dessa båda produktionssätt, liksom alla andra, är behäftade med både fördelar och nackdelar. Om vi vill bygga ett stabilt, konkurrenskraftigt och fossilfritt elsystem som möjliggör storskalig

omställning av industrin, så måste vi möta och hantera dessa nackdelar och svagheter. Vi måste också vara öppna för att kunna anamma den snabba teknikutveckling som sker när det gäller olika typer av elproduktion och lagring.

I analysen finns antaganden om energieffektivisering över hela ekonomin inbyggda och även utvecklingen inom det området kommer att fortsätta. Trots det är det svårt att se något rimligt alternativ till en kraftig utbyggnad av en bred produktionsmix. Analysen pekar mot att vi kommer att behöva flera olika produktionssätt med en väsentligt ökad elproduktion från vindkraftverk på land men även ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft kommer att ha en roll i ett framtida elsystem. Detta kommer att innebära utmaningar för många medborgare men också för politiken som måste ta ansvar. Arbetet med att lägga grunden för Sveriges framtida elförsörjning kan inte skjutas på framtiden.

Analysen är gjord utifrån ett systemperspektiv där den lägsta kostnaden för ett fossilfritt och försörjningssäkert elsystem som möter en förväntad användning har eftersträvat. Detta är helt centralt för att bevara svensk konkurrenskraft, möjliggöra klimatomställningen och utveckla vårt välstånd.

En analys med ett systemkostnadsperspektiv är inte detsamma som en företagsekonomisk kalkyl. Givetvis kommer även politiska avvägningar som inte nödvändigtvis handlar om kostnadseffektivitet ha påverkan på vilket elsystem vi kommer att ha. Svensk elproduktion kommer därmed med mycket stor sannolikhet *inte* se ut som beskrivs i denna analys. Dessutom behöver inte företagsekonomiska överväganden inte sammanfalla med samhällsekonomiska överväganden. Till exempel kan subventioner till ett kraftslag innebära att det är företagsekonomiskt rationellt att bygga sådan produktion även om kostnaden för systemet som helhet blir högre än om annan produktion hade byggts ut istället. Det kan också vara så att utbyggnad av ny elproduktion begränsas på ett annat sätt än vad som inkluderats i analysen. Som framgår av rapporten finns det till exempel en lång rad hänsyn att ta när ny vindkraftsproduktion planeras och möjligheterna att bygga ny kärnkraft är idag kraftigt begränsade. Det är också viktigt att notera skillnaden mellan att ha ett produktionsperspektiv och användar-/systemperspektiv.



Analysens teknikneutrala scenarier inkluderar en betydligt större vindkraftsproduktion än i de mest ambitiösa scenarierna som ansvariga myndigheter har utarbetat. Den rådande politiska målsättningen om ett helt förnybart elsystem framstår som allt svårare och dyrare att uppnå ju större elanvändning som antas. Analysen pekar mot att ett helt förnybart elsystem blir 40 – 50 procent dyrare än ett fossilfritt system som tillåter kärnkraft. Målkonflikterna kring storskalig vindkraftsproduktion är redan idag svårlösta och i analysen pekar man mot att ett förnybart system skulle ta nästan dubbelt så stora ytor för elproduktion i anspråk jämfört med ett fossilfritt system. Till det kommer väsentligt större behov av utökade ledningsnät.

Samhällets generella oförmåga att förstå konsekvenserna av den klimatomställning som efterfrågats i mer än 20 år har lett till att vi idag har hamnat i en akut situation vad gäller elsystemets utveckling. På mindre än 25 år behöver vi fördubbla elproduktionen, byta ut eller reinvestera i nästan all befintlig produktion och dessutom modernisera och bygga ut stamnätet. Det kommer att kräva snabba och modiga politiska beslut, en kraftfull och gemensam vision för Sverige och mycket stora investeringar.

Sedan tidigare har Svenskt Näringsliv presenterat en lång rad policyrekommendationer för elsystemets utveckling. Dessa rekommendationer kvarstår och denna analys stärker grunden för dem. Det är av stor vikt att utan dröjsmål fatta de politiska beslut som krävs för att nedanstående punkter ska kunna realiseras:

1. Investera i och möjliggör fortsatt drift av den existerande vattenkraften – ingen produktion får gå förlorad.
2. Driftförläng all den existerande kärnkraften från 60 år till minst 80 år.
3. Bygg så mycket landbaserad vindkraft som är möjligt.
4. Förbered för en höjning av högsta spänningsnivå i stamnätet från 400 kV till 800 kV.
5. Förstärk systemet med främst ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft.
6. Dagens utlandsförbindelser utgör en viktig förutsättning för en stabil drift i det svenska elsystemet men ytterligare handelsförbindelser bör utvärderas noggrant.

Marie Knutsen-Öy,

Projektledare Kraftsamling Elförsörjning, Ansvarig Energipolicys

Innehållsförteckning

<i>Innehållsförteckning</i>	5
<i>Sammanfattning</i>	8
1 <i>Introduktion</i>	10
2 <i>Kraftsystemets utveckling till 2050</i>	11
2.1 Systemets fem etapper.....	11
2.2 Den femte etappen – fossilfri ekonomi	12
2.3 Behovet av ny och moderniserad kraftproduktion.....	13
2.4 Geografiska förändringar & utmaningar	16
2.5 Elnät eller vätgasledningar?	18
3 <i>Ingångsvärden & principer för modellering</i>	21
3.1 Målsättning & randvillkor	21
3.2 Grundläggande systemförutsättningar	22
3.3 Modelleringsverktyg.....	22
3.4 Förändringar från tidigare scenarieanalys	23
4 <i>Modellerade scenarier</i>	32
5 <i>Resultat</i>	33
5.1 Teknikneutrala scenarier	33
5.2 100% förnybart	37
5.3 Jämförelse mellan scenarier	38
5.3.1 Utbyggnad och systemkostnader	38
5.3.2 Jämförelse och analys av elpriser	41
5.4 Relativ konkurrenskraft och internationell elhandel	48
5.5 Flexibilitet för vätgasbaserad järnsvampsproduktion	50
5.6 Flöden och ny kapacitet i transmissionsnäten	52
5.7 Elnätsbehovsanalys i olika scenarier	55
5.7.1 Behov på grund av ny landbaserad vindkraft, kärnkraft & solkraft	55
5.7.2 Havsbaserad vindkraft i södra Sverige – Elområde SE3 & SE4	55
5.7.3 Uttag & havsbaserad vindkraft i norra Sverige – Elområde SE1 & SE2	58
5.7.4 Summerade behov i transmissionsnätet.....	59
5.7.5 Rekommendationer för elnätet	60
5.8 Sammanfattning	63

6	Appendix A. Frågor och svar	65
6.1.1	Q1. Varför bygger ni inte mer av "kraftslag X" i era scenarier?	65
6.1.2	Q2. Varför utförs inte optimering för lägsta möjliga elpris, snarare än för lägsta systemkostnader? 65	
6.1.3	Q3. Hur motiveras kalkylräntan som ansätts för investeringar i analysen?	67
6.1.4	Q4. Vad är skillnaden mellan en elmarknadsmodellering och en kraftsystems/investeringsoptimering?	68
6.1.5	Q5. Borde inte ytterligare energieffektivisering göra att elanvändningen minskar snarare än ökar i framtiden?	69
6.1.6	Q6. Hur hanteras elhandel med Norge i denna studie?	70
6.1.7	Q7. Hur ligger antaganden för kostnader och byggtid för ny kärnkraft i studien jämfört med verkliga projekt, och när kan det komma på plats?	70
6.1.8	Q8. Hur ligger antaganden för kostnader av ny havsbaserad vindkraft jämfört med verkliga projekt och den senaste uppskattningen för teknisk utveckling?	71
6.1.9	Q9. Hur har ni verifierat att modelleringsverktyget "räknar rätt" och på ett realistiskt sätt representerar hela den nordiska kraftmarknaden?	75
6.1.10	Q10. Hur beaktar ni skillnader i väder mellan olika år?	76
6.1.11	Q11. Vad antar ni kring tillrinning & produktion i vattenkraften, och varför? Vad har det för påverkan på studiens resultat?	76
6.1.12	Q12. Hur modelleras flexibilitet i elkonsument & batterier i omvärlden i studien?	78
6.1.13	Q13. Används konsumtions eller produktionsbaserade utsläppsmål i denna studie?	78
6.1.14	Q14. Finns det någon validering att de generella slutsatserna i denna rapport är realistiska?	79
7	Appendix B Ingångsvärden & systemförutsättningar	80
7.1	Geografiska avgränsningar	80
7.2	Begränsningar för utbyggnad av vindkraft	81
7.2.1	Sammanfattning	81
7.2.2	Elområde SE1 (Luleå) – Landbaserad vindkraft	82
7.2.3	Elområde SE1 (Luleå) – Havsbaserad vindkraft	87
7.2.4	Elområde SE2 (Sundsvall) – Landbaserad vindkraft	88
7.2.5	Elområde SE2 (Sundsvall) – Havsbaserad vindkraft	90
7.2.6	Elområde SE3 (Stockholm) – Landbaserad vindkraft	91
7.2.7	Elområde SE3 (Stockholm) – Havsbaserad vindkraft	92
7.2.8	Elområde SE4 (Malmö) – Landbaserad vindkraft	95
7.2.9	Elområde SE4 (Malmö) – Havsbaserad vindkraft	96
7.3	Transmissionskapacitet	97
8	Appendix C Beräkningsmetoder	99
8.1	Övergripande beräkningsprocess	99
8.2	Modelleringsverktyg	99

8.2.1	GenX	99
8.2.2	cGrid	100
8.2.3	OptiL	100
8.2.4	BalansX	101
8.3	Elområden utanför Sverige	101
8.3.1	Modelleringsprocess	101
8.3.2	Behandling av kraftslag med 'marginalkostnad'	102
8.3.3	Termiska kraftverk.....	102
8.3.4	Vattenkraftverk	102
8.3.5	Bio- och kärnkraftverk	103
8.3.6	Flexibel elanvändning.....	103
8.4	Modellering av handel med utlandet	103
8.5	Elmarknadsmodellering & post-processing.....	104
9	Appendix D Validering av elmarknadsmodellering.....	106
9.1	Introduktion och upplägg	106
9.2	Historisk validering.....	107
9.3	Korsvalidering med kontrafaktiska modelleringsfall	110
9.3.1	Ringhals 1 & 2 i drift hösten 2021, ingen förändrad överföringskapacitet	111
9.3.2	Ringhals 1 & 2 i drift hösten 2021, förbättrad överföringskapacitet	112
9.3.3	Havsvind (+3500 MW) i SE4 hösten 2021	113
10	Referenser	115

Sammanfattning

I detta uppföljningsarbete har vi flyttat fram mål-året för modelleringen från 2045 till **2050** och i samband med det även ökat efterfrågan på el i Sverige till **290 TWh** per år. De teknikneutrala kostnadsoptimala kraftsystem som dimensionerats för att möta denna ökade efterfrågan ser i grunden ut på samma sätt som tidigare, både i termer av kostnader och fördelning av installerad kapacitet och årlig elförsörjning mellan kraftslagen. Den ökade efterfrågan täcks främst av mer ny kärnkraft i teknikneutrala fall och den totala systemkostnaden i denna uppdaterade analys ligger kvar på ungefär samma nivå som tidigare. Det teknikneutrala kraftsystemets tre ben är alltså fortsatt den existerande vattenkraften, existerande och ny kärnkraft samt vindkraft, även om det exakta förhållandet mellan dessa i den utvalda uppsättningen uppdaterade scenarier är något annorlunda. I samtliga modellerade scenarier faller den relativa andelen vattenkraft då dess produktion hålls konstant medan efterfrågan och total produktion ökar. I alla scenarier sker re-investeringar för att driftförlänga all existerande kärnkraft (6.9 GW), och all tillåten landbaserad vindkraft byggs ut i samtliga huvudscenarier¹. Inget teknik neutralt scenario innehåller solkraft eller lagring, medan havsbaserad vindkraft byggs ut i varierande utsträckning (upp till 15 % av elförsörjningen på årsbasis).

I praktiken kan man på hög nivå från de teknikneutrala modelleringsresultaten i denna studie utläsa följande rekommendationer:

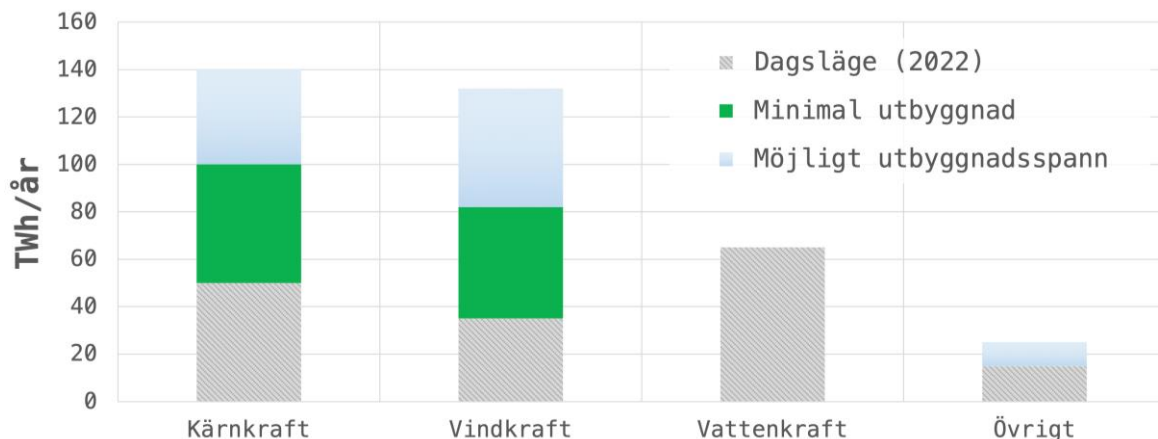
1. Investera i och möjliggör fortsatt drift av så mycket av den existerande vattenkraften som möjligt – detta är en grundförutsättning i samtliga modellerade fall.
2. Driftförläng all den existerande kärnkraften från 60 år till minst 80 år.
3. Bygg så mycket landbaserad vindkraft som är möjligt givet tillståndsfrågor och intressekonflikter (cirka 26.2 GW eller ~82 TWh/år i denna studie).
4. Förbered för en höjning av högsta spänningsnivå i stamnätet från 400 kV till 800 kV genom att initialt bygga stolpar för dubbelledning av 400 kV som sedan kan uppgraderas för enkelledning med 800 kV, som då ger dubbelt så hög överföringskapacitet.
5. Förstärk systemet utöver punkterna 1–4 ovan med främst ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Utan någon ny kärnkraft och istället enbart havsvind i detta steg (då uppbackat av lager & biokraft) blir kostnaderna för systemet högre. Med enbart kostnadsaspekter beaktade föredrar modelleringen ny kärnkraft *istället för* havsvind, och enbart i specialfall rekommenderas kombinationer av de båda. I praktiken är det sannolikt så att ett system med både havsvind och ny kärnkraft är mer realistiskt att kunna få på plats, även om systemkostnaderna kan bli något högre.

¹ I ett fall som modellerar Små Modulära Reaktorer (SMR) med mycket låga kostnader (TN-5-SMR), så byggs dock en mindre mängd landbaserad vindkraft ut än i övriga fall.

Rekommendationen blir därför även i teknikneutrala fall att utveckla de mest lovande områdena för havsbaserad vindkraft och parallellt med detta möjliggöra för ny kärnkraft i så stor utsträckning som är praktiskt möjligt.

6. (Specialfall: Förstärk den energimässiga kopplingen mellan elområde SE2 och SE1, med en kombination av både elledningar och vätgaspipelines.² Det långsiktiga behovet av detta minskar dock dramatiskt om möjligheten finns i teknikneutrala fall att förstärka SE1 med ny kärnkraft.)

Det svenska kraftsystemet består idag av en kombination av äldre och till stor del avskrivna planerbara kraftverk (främst vattenkraft & kärnkraft) samt landbaserad vindkraft som hittills byggts ut till låg kostnad. När systemet ska expandera till dubbelt sin nuvarande storlek så kommer kostnaderna att öka eftersom relativt sett dyrare komponenter måste tillföras systemet. Frågas principen om teknikneutralitet för att istället hålla fast vid ett mål om "helt förnybar produktion" så ökar både kostnader och elpriser i systemet. Samtidigt blir ytbehoven för elproduktion ungefär dubbelt så stora, 6000 km nya stamnåtsledningar måste ges tillstånd och byggas ut och systemets robusthet mot olika väderförhållanden minskar. Elpriserna blir dessutom mer volatila både på kort och lång sikt, vilket inför en osäkerhet som även kan påverka investeringsviljan inom svensk industri³. Figur 1 visar det spann av möjliga utvecklingar för produktionskapaciteten (på årsbasis) i det svenska kraftsystemet till år 2050 som kan med relativt sett låga kostnader förse den ökade efterfrågan som följer med resan mot fossilfrihet i hela ekonomin. Grönt är expansioner som syns i samtliga modellerade teknikneutrala scenarier, medan den rekommenderade utbyggnaden per kraftslag utöver den gröna nivån varierar i det blå spannet.



Figur 1, Förändring i kraftproduktion (TWh/år) för ett kostnadsoptimalt system år 2050

² Detta utöver alla de investeringspaket som redan finns i Svenska Kraftnäts aviserade långsiktiga planer och som redan inkluderats i samtliga modelleringsfall.

³ System som uppvisar år med extremt höga priser (kallt, dåligt med vind, låg tillrinning) som följs av låga priser (motsatt förhållande) skulle kunna ge samma långsiktiga genomsnittliga pris som system med stabila priser som inte upplever några större variationer på grund av väderförhållanden, men investeringsviljan för elintensiv industri givet den stora volatiliteten och osäkerheten kommer sannolikt vara lägre.

1 Introduktion

Denna studie utgör en uppföljning inom delprojektet "Långsiktig Scenarioanalys" inom Svenskt Näringslivs projekt "Kraftsamling Elförsörjning". I detta uppföljningsarbete har vi ökat den samlade modellerade slutgiltiga efterfrågan till **290 TWh** per år istället för tidigare nivåer om 200 och 240 TWh per år, samt ett utökat tidsperspektiv till **2050** snarare än 2045. Den ökade elanvändningen härstammar framförallt från de ytterligare expanderade planer på fossilfri produktion av järnsvamp med hjälp av vätgas som presenterats av den svenska järn & stålindustrin, samt ett antal andra stora aviserade industriprojekt. För en fullständig beskrivning av tidigare delprojekts metoder, ingångsvärden och resultat hänvisar vi till:

- [Resultatrapport 1](#) (200 TWh) för "Långsiktig Scenarioanalys" (104 sidor, 9.8 MB)
- [Resultatrapport 2](#) (240 TWh) för "Långsiktig Scenarioanalys" (21 sidor, 1.2 MB)
- [Underlagsrapport](#) för "Långsiktig Scenarioanalys" (160 sidor, 24.4 MB)
- [Stödtjänstrapport](#) (33 sidor, 2.4 MB)

Denna rapport presenterar uppdaterade scenarieanalyser med mer avancerade metoder och verktyg än tidigare, men som till stora delar trots det baseras på det tidigare arbetet inom projektet. Underlaget i denna rapport beskriver därför *enbart* de förändringar som införts vad gäller modelleringsmetoder, verktyg och ingångsvärden.

Tabell 1, Författare & modellerare

Roll	Namn	Organisation
Uppdragsledare	Staffan Qvist	Qvist Consulting Limited
Modellering	Carl Helleesen Anton Såmark-Roth Lukas Lundström Daniel Cox Paul Ionescu	
Elnätsanalys	Per Norberg	Per Norberg Kraftkonsult AB
Projektledare (beställare)	Marie Knutsen-Öy	Svenskt Näringsliv AB

Detta arbete har finansierats av Svenskt Näringsliv. Utöver alla som har bidragit med stöd i tidigare versioner av denna scenarieanalys vill vi även speciellt tacka Fredrik Andrén-Sandberg (Vestas Wind Systems A/S), Markus Wråke (Energiforsk) och Anders Kofoed-Wiuff (Ea Energianalyse).

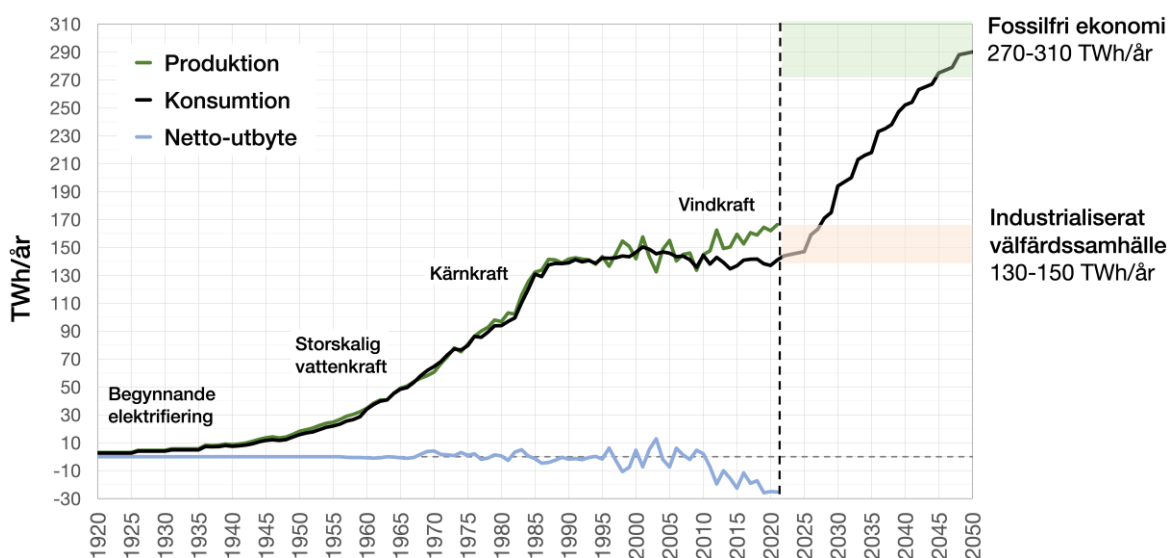
2 Kraftsystemets utveckling till 2050

2.1 Systemets fem etapper

Det svenska kraftsystemets utveckling från 1870 till 2050 kan sammanfattas i fem etapper, där den femte etappen, som varar från idag till mitten av seklet, är övergången till en helt fossilfri ekonomi. Dessa etapper beskrivs i Tabell 2. Varje etapp hittills har i grunden inneburit att ny kraft har lagts till ett existerande produktionssystem, vilken har hållits igång genom kontinuerliga re-investeringar och moderniseringar. Efterkrigstidens storskaliga nya vattenkraft lades till den värmekraft och småskaliga vattenkraft som redan fanns på plats. Ny kärnkraft kompletterade den storskaliga vattenkraften, som kontinuerligt moderniserats, och vind och solkraft har på senare år byggts på toppen av detta redan existerade system.

Tabell 2, Det svenska kraftsystemets "fem etapper", 1870–2050

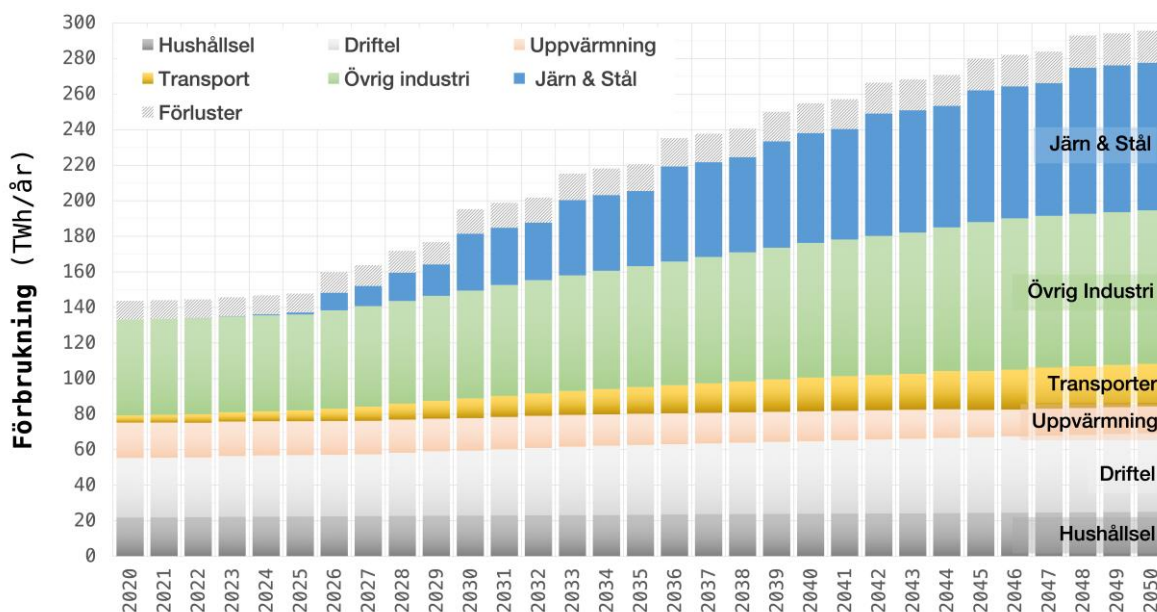
Etapp	Beskrivning	Konsumtion	Produktionstillägg, brutto
1. 1870–1945	Elektrifiering	~13 TWh/år	~15 TWh
2. 1945–1972	Storskalig vattenkraft	~70–75 TWh/år	~70 TWh
3. 1972–1986	Storskalig kärnkraft	~135 TWh/år	~70 TWh
4. 2008–2026?	Storskalig landbaserad vindkraft	~140 TWh/år	~50–80 TWh
5. 2022–2050	Fossilfri ekonomi	~290 TWh/år	~170–220 TWh



Figur 2, Sveriges kraftsystems fem etapper över 130 år

2.2 Den femte etappen – fossilfri ekonomi

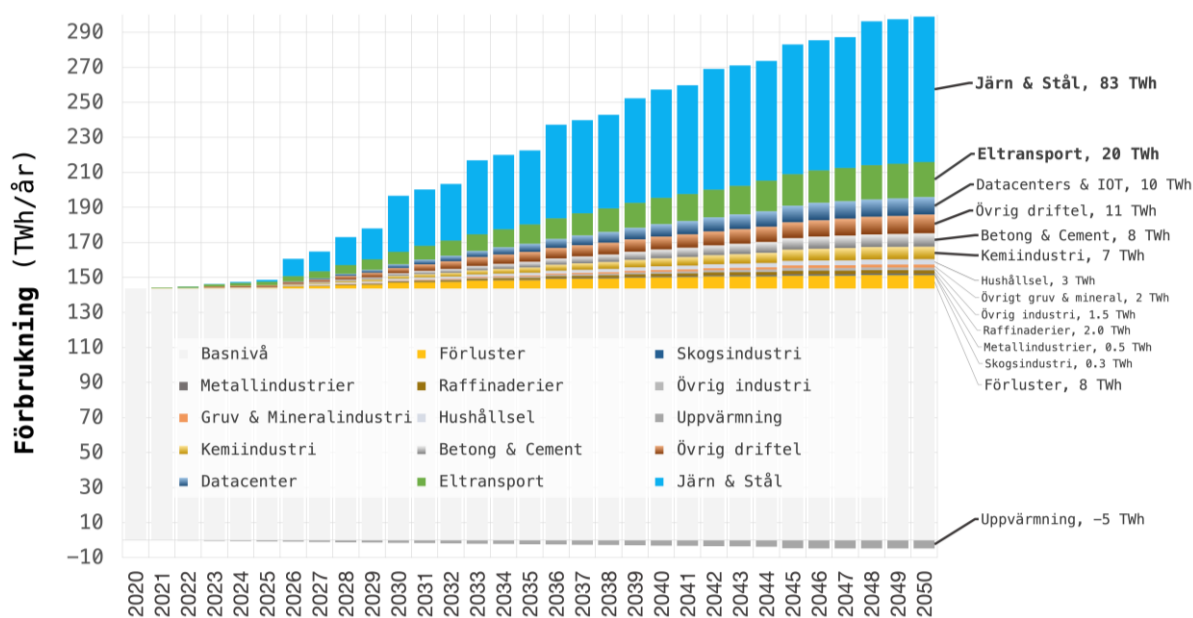
I Sveriges slutgiltiga energianvändning ingår idag motsvarande 80 TWh petroleumprodukter (~77 % inom transportsektorn), ~12–13 TWh kol & koks (främst inom stålindustri) och 10–12 TWh fossil gas (främst inom industrin) [1]. Det existerande fossilberoendet fasas i den femte etappen till stor del ut genom elektrifiering. Detta sker genom en övergång elektrifierad transport (petroleumprodukter), ljusbågsugnar inom stålindustrin (kol & koks) samt elektrifiering och användning av till exempel fossilfri vätgas eller vätgasderivat inom övrig industri (fossil gas & petroleumprodukter). Sveriges ambition att kombinera ekonomisk tillväxt med att eliminera utsläpp av växthusgaser från hela ekonomin förväntas öka behovet av elektricitet från nuvarande nivåer på cirka 130–140 TWh/år upp till en nivå år 2050 på *minst* 290 TWh/år. Dessa siffror *inkluderar* satsningar på energieffektivisering över hela ekonomin, och innefattar till exempel ett minskat behov av el för uppvärmning med cirka 5 TWh/år, trots en växande befolkning. Figur 3 visar en uppdaterad övergripande bild av det antagna svenska elbehovet år 2020–2050, med det signifikant ökade elbehovet för fossilfritt järn & stål visat separat i blå färg.



Figur 3, Övergripande bild över elanvändande sektorers utveckling för en fossilfri ekonomi

Figur 4 visar en mer detaljerad vy av den antagna *förändringen* i förbrukning av el per sektor från dagens situation till år 2050, ovanpå dagens nivåer. Ingångsvärden för samtliga sektorer förutom "Järn & Stål" baseras på tidigare underlag. Detta ska inte ses som en prognos på vad som sannolikt kommer att ske utan som ett *önskvärt framtida tillstånd* att utgå ifrån vad gäller modellering, då samtliga förändringar i förbrukning inkluderade här kan härledas till ekonomisk tillväxt kombinerad med en utfasning av fossila bränslen inom varje sektor. Betydande delar av den framtida elförbrukningskartan är under aktiv utveckling framförallt vad det gäller resan mot fossilfrihet inom delar av industrin, medan andra sektorer redan har

landat i relativt konkreta planer. Den kvarvarande osäkerheten i Figur 4 återfinns framförallt i sektorer som Betong & Cement (här antaget +8 TWh/år från dagens nivå till 2050), Kemiindustri (+7 TWh) och Raffinaderier (+2 TWh). Det är inte osannolikt att mer ambitiösa och långtgående planer inom dessa sektorer, som idag är under aktiv utveckling, skulle kunna öka det *önskvärda* elbehovet år 2050 i framtida analyser till väl över 300 TWh/år.



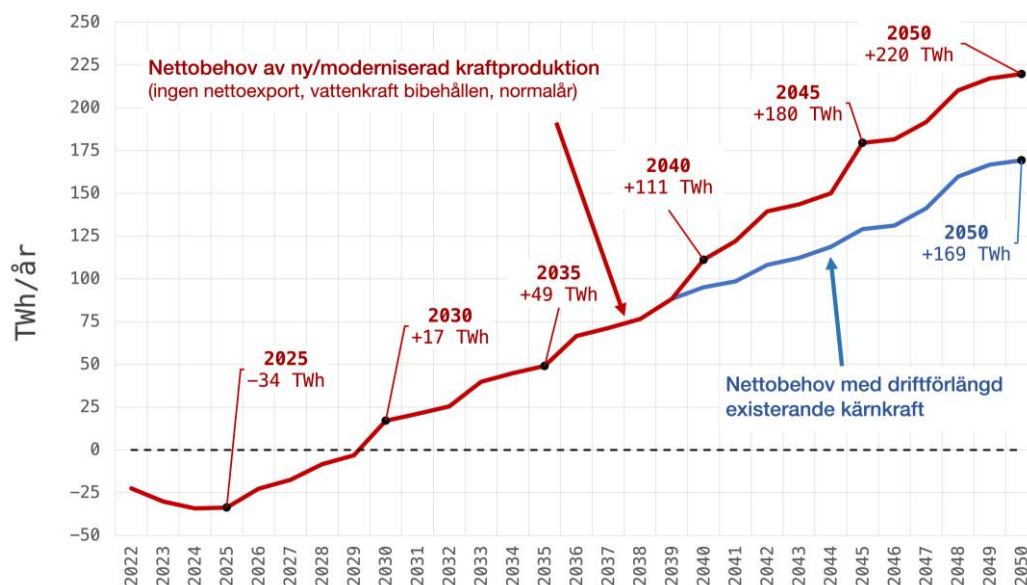
Figur 4, Referensscenario för förändrad elanvändning 2020 till 2050

2.3 Behovet av ny och moderniserad kraftproduktion

Ett antal faktorer sammanfaller för att göra den stundande femte etappen i kraftsystemets utveckling, från 2022 fram till 2050, till en mycket stor utmaning, för vilken planering och djupgående analys är ett absolut krav redan idag. Utan re-investeringar och moderniseringar kommer i stort sett *all existerande produktionskapacitet* fasas ut under denna period. Utan re-investeringar sker huvudparten av denna utfasning samtidigt för både existerande vindkraft (samt den vindkraft som installeras över de närmaste åren) och all kärnkraft under främst 2040-talet. Detta sker samtidigt som elbehoven ökar. Fram till 2050 så förloras en existerande produktionskapacitet om cirka 110 TWh/år utan reinvesteringar och nyinvesteringar utöver de planer som redan är kända eller sannolika (fram till ~2026), om vi i analysen tar för givet att reinvesteringar i vattenkraften på cirka 200 miljarder kr oundvikligen kommer att ske kontinuerligt under perioden 2030–2065. Samtidigt ökar det totala elbehovet med cirka 150 TWh på årsbasis. Netto-behovet av ny och moderniserad kapacitet för att kraftsektorn på bästa sätt ska möjliggöra en konkurrenskraftig fossilfri svensk ekonomi blir därför 220 TWh/år⁴ (utöver reinvesteringar i existerande vattenkraft) över de närmaste 28 åren. Figur 5 visar utvecklingen av nettobehovet av ny eller moderniserad

⁴ Denna siffra relaterar till den årliga produktionskapaciteten vid slutet av perioden, inte till en årlig ökning av produktion. Det genomsnittliga behovet per år är cirka $220/28 = +8$ TWh/år per år.

kraftproduktion från 2022 till 2050, med antagandet att vattenkraften är kvar i drift och med normal tillrinning samt genomsnittliga vindförhållanden. Den nuvarande netto-exporten på 15–25 TWh/år ökar med tillkommande vindkraft till cirka 35 TWh/år under ett normalår år 2025, vilket visas som negativa nettobehov i figuren.



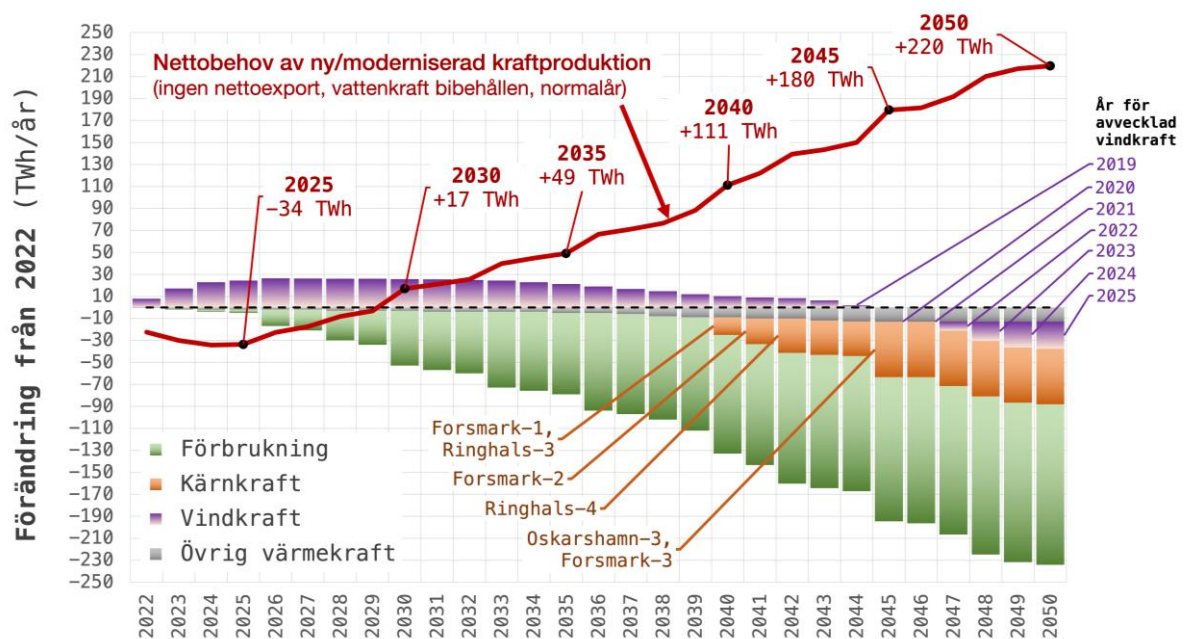
Figur 5, Nettobehov av ny kraftproduktion utöver existerande vattenkraft på årsbasis

Utan en ytterligare större reinvesteringsrunda så kommer den existerande kärnkraften (6.9 GW, ~50 TWh/år, 6 reaktorer) att avvecklas under perioden 2040–2045 (efter 60 års drift). Med ett antagande om en genomsnittlig drifttid på 25 år för vindkraft så börjar den vindkraft som installerades på tidigt 2010-tal att avvecklas under senare hälften av 2030-talet. Den stora majoriteten av alla vindkraftsturbiner som installeras fram till 2025 kommer sannolikt vara avvecklade till 2050. Även majoriteten av den idag existerande övriga värmekraften (bio & avfallskraftvärme, biokondens, gaskraft) kan antas vara avvecklade innan 2050 utan moderniseringar eller, mer sannolikt, nyinvesteringar. I utgångsläget från dagens situation är därför enbart vattenkraften kvar (ca 67 TWh/år under ett normalår) samt cirka 0–3 TWh/år av vindkraft kvar i drift år 2050. All annan kraftproduktion som behöver finnas på plats år 2050 kräver nya investerings eller reinvesteringsbeslut som ännu inte fattats.

Från och med år 2026 och framåt börjar elbehoven öka i snabbare takt än under tidigare tre decennier. Samtidigt saknas kända existerande investeringsplaner för ny kraftproduktion så långt fram, vilket innebär att balansen (och nettoexporten) på årsbasis utifrån dagens läge börjar minska. Runt 2029 är det tidigare produktionsförsprånget insprunget och Sverige ligger i ungefärlig netto-noll-balans på årsbasis⁵. Runt 2030 planeras större expansioner vad

⁵ När detta sker i verkligheten beror på hur fort de industrisatningar som kräver majoriteten av denna nya konsumtion kommer igång, samt hydrologiska förhållanden och vindförhållanden. Om stora nya konsumerande anläggningar kommer igång enligt nu aviserade tidsplaner samtidigt som vi upplever ett

gäller fossilfri järn & stålproduktion från flera olika initiativ, vilket ger ett hopp uppåt i behov på kort tid. Efter 2030 ökar nettobehoven med motsvarande +7 TWh/år per år fram till slutet av 2030-talet, för att sedan accelerera till över +12 TWh/år per år under 2040-talet. Av de totala behoven av ny och moderniserad produktionskapacitet om 220 TWh/år till 2050, så uppstår mer än tre fjärdedelar (171 TWh/år) efter 2035. Om den existerande kärnkraften driftförlängs från 60 till 80 år (blå linje i Figur 5) så bibehåller behovsprofilen samma takt under hela perioden och undviker accelerationen under 2040-talet. Figur 6 visar en komponentmässig bild av förändringar i kraftsystemet givet nuvarande kända och sannolika investeringsplaner, samt de resulterande behoven (den röda linjen i figuren är identisk med den i Figur 5).



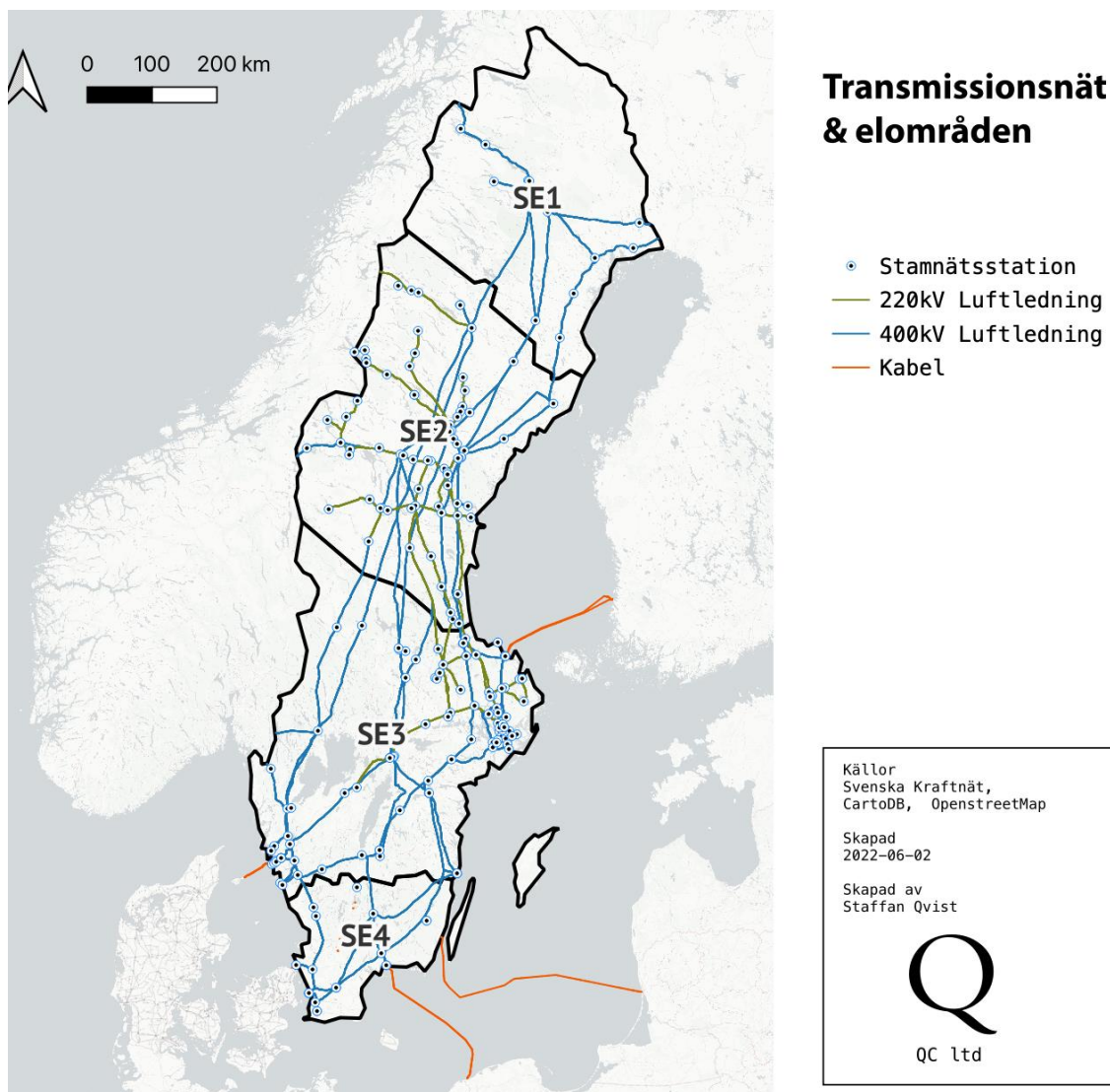
Figur 6, Komponentvis bild av ökande behov för kraftproduktion i Sverige

Staplar under noll i Figur 6 indikerar anledningar till ökande behov medan staplar över noll minskar behoven. Tillkommande vindkraft över de närmaste 5–6 åren från existerande eller sannolika investeringsbeslut bidrar till att minska behoven (+27 TWh/år från idag till 2026), och syns som de lila positiva staplarna. På den negativa sidan (som ökar behov) ser vi främst ökad förbrukning i grönt, samt avveckling av äldre värmekraft i grått. Om den existerande kärnkraften inte driftförlängs från 60 till 80 år bidrar denna avveckling med de orangea staplarna på 2040-talet. Under perioden 2011–2020 så installerades ungefär +2 TWh/år per år av ny vindkraft, vilket ger en minskad höjd på de lila staplarna med ungefär -2 TWh/år under perioden 2036–2045 då denna kapacitet avvecklas efter 25 år av drift. Volymen äldre vindkraft som avvecklas fram till ~2045 motsvarar den volym vindkraft som antas läggs till systemet under perioden 2022–2026 (~27 TWh/år), vilket innebär att de lila staplarna dyker under noll på senare hälften av 2040-talet.

vindfattigt år med låg tillrinning, så är det möjligt att denna brytpunkt sker redan 2027/2028. Med fördröjningar i industrisatsningar samt våta och blåsiga år, kan brytpunkten skjutas fram till 2030 eller senare.

2.4 Geografiska förändringar & utmaningar

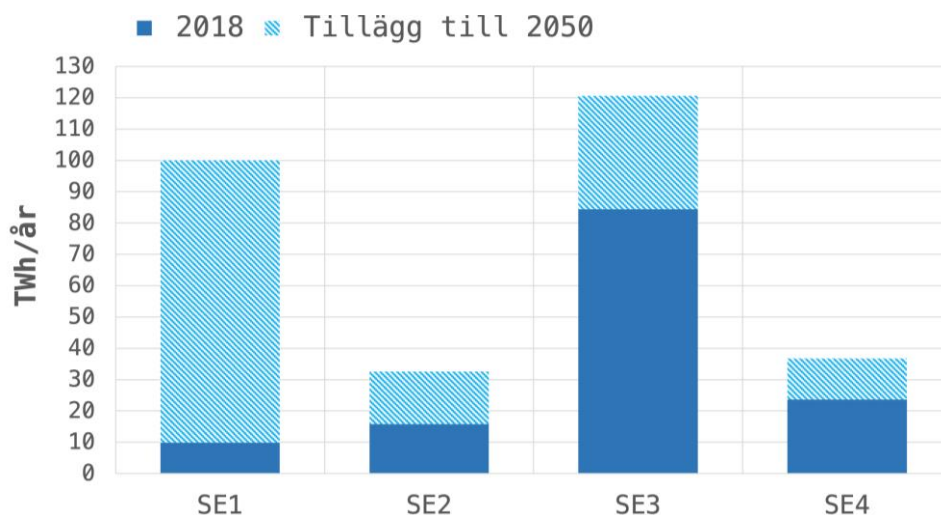
I denna studie utförs all lokal analys med basis av de fyra elområden som Sverige just nu är uppdelat i. Det finns ingen garanti att dessa fyra elområden är kvar i nuvarande form i framtiden, då meriterna med både sammanslagning till ett elområde och utökning till upp till 10 elområden har diskuterats. Oavsett framtiden för elmarknadens uppdelning av elområden så utgör de fyra nuvarande elområdena en utmärkt separation för analys och diskussion, då de separerar olika för kraftsystemet relevanta områden och dess "snitt" (överföringskapaciteten mellan dessa områden) utgör viktiga fysiska flaskhalsar i elnätet. De nuvarande svenska elområdena visas i Figur 7, tillsammans med det existerande transmissionsnätet och dess stationer.



Figur 7, Elområden, transmissionsnät & stamnätstationer 2022

Den tillkommande förbrukningen i den femte etappen ger en helt annan geografisk profil av elkonsumtion över Sverige än dagens situation, där framförallt elområde SE1 (även kallat "Luleå", längst i norr) ser den mest dramatiska ökningen i konsumtion både i absoluta och

relativa termer (från ~10 TWh/år till ~100 TWh/år). Denna ökning kommer framförallt från järn & stål-sektorn och är kopplat till aviserade projekt av LKAB, SSAB & H2 Green Steel, samt ett antal andra tyngre aviserade industriprojekt inom andra sektorer som till exempel Fertiberias planerade konstgödsselfabrik. Elområde SE2 (även kallat "Sundsvall", från norr om Gävle i söder till söder om Skellefteå i norr) ser en dubblerad elanvändning framförallt från nya elintensiva etableringar som mer fritt kan välja sin lokalisering. Området är och förblir det största överskottsområdet i Sverige och har också en välutbyggd nätinfrastuktur som möjliggör nya uttag. En stor andel av datacenters och nya industrietableringar, till exempel för elektrobränslen, kommer sannolikt att välja SE2 som etableringsområde. I elområde SE3 (även kallat "Stockholm") tillkommer de största lasterna som är relaterade till befolkningen som helhet, till exempel för elektrifierade personbilar, då cirka 2/3 av Sveriges befolkning bor inom gränserna för SE3, samt ett stort antal mindre industrisatsningar. Inom elområde SE4 (även kallat "Malmö") ser vi den minsta modellerade ökningen av konsumtion, givet att den historiska elprisbilden i området har gjort det mindre attraktivt att planera för större nya elintensiva industrietableringar där. Figur 8 visar dessa förändringar från dagens system till 2050 per elområde.



Figur 8, Efterfrågan på el idag (2018 i figuren) och skillnaden till referensfall år 2050

Det svenska transmissionsnätet har över en period på mer än 100 år byggts ut för att framförallt överföra el från stora vattenkraftverk i norr till uttag i söder, samt från ett fåtal strategiskt placerade stora centraliserade termiska kraftverk i södra Sverige. Den ändrade fördelningen av konsumtion över landet framöver kommer att ändra flödena i systemet, medan lokaliseringen av tillkommande ny kraftproduktion till stor del kommer att avgöra storleken på framtida utmaningar för elnätet.

2.5 Elnät eller vätgasledningar?

Utan mycket stora mängder ny elproduktion i anslutning till eller i närheten av de stora nya konsumtionscentra som tillkommer i elområde SE1, så måste infrastrukturen för att transportera energi in i SE1 och till dessa nya storkonsumenter expandera. Totalt bedömer vi att det kan bli teoretiskt möjligt att via ny vindkraft lägga till upp till 20 TWh/år ny produktionskapacitet inom SE1 (från cirka 5 TWh/år just nu) – se kapitel 7.2.2 & 7.2.3 för en detaljerad analys av denna potential. Eftersom efterfrågan på el i området på årsbasis ökar med cirka 90 TWh och man i dagsläget netto-exporterar 10 TWh, så måste oavsett scenario *minst* cirka 60 TWh (eller cirka 7000 MWh/h i genomsnitt) tillkomma från en kombination av överföring från framförallt SE2, lokal solkraft eller lokal planerbar produktion i form av till exempel ny kärnkraft. Den nödvändiga kapaciteten för införsel av energi utifrån påverkas dock inte i någon större utsträckning av en eventuell utbyggnad av lokal solkraft, eftersom solpaneler inte producerar någon elektricitet i området från mitten av november till början av februari⁶.

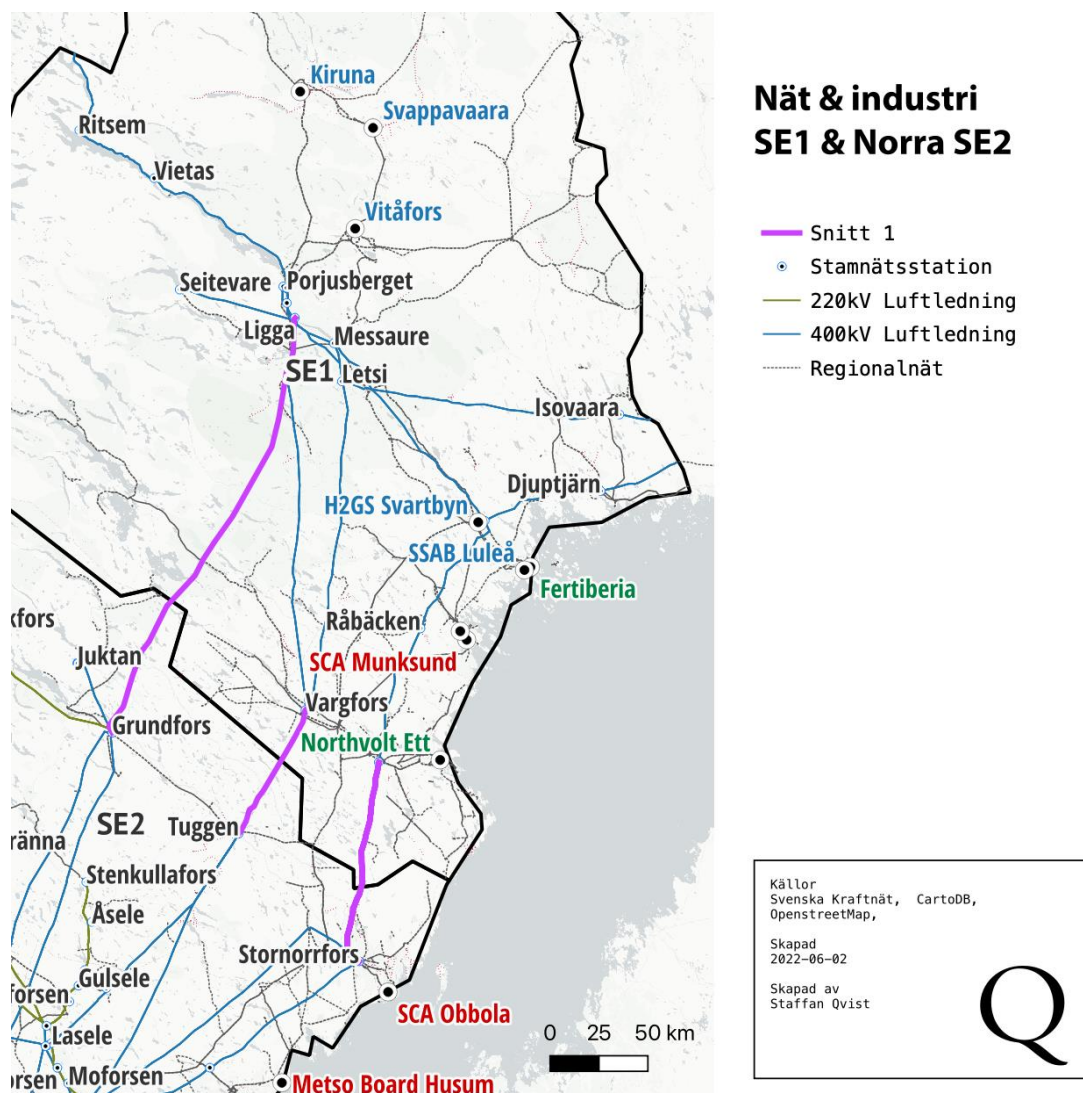
Snitt 1, som ledningskapaciteten mellan SE1 och SE2 kallas, utgörs av fyra 400 kV-ledningar⁷. Dessa ledningar kan sammanlagt belastas med upp till 3300 MW i valfri riktning. I dagsläget är snitt 1 väldimensionerat för behoven och mycket sällan fullbelastad⁸. Flödet går idag söderut, under 2021 med i genomsnitt 800 MWh/h, men detta flöde kommer att behöva byta håll och i många fall expandera betydligt i storlek från och med tidigt 2030-tal. Längre in i framtiden, med upp till 90 TWh ökad förbrukning i SE1 och i scenarier utan större mängder ny lokal produktion, så blir snitt 1 en avgörande flaskhals i den nordiska elmarknaden. Modelleringsmässigt är det relativt okomplicerat att föreslå och investera i en "förstärkning av snitt 1", som då ökar överföringskapaciteten mellan SE1 och SE2 till en på förhand ansatt kostnad. I verkligheten behöver stora förstärkningar ske inte bara för de ledningar som förbinder de två elområdena, utan även långt ner i SE2 samt över stora delar av SE1, inklusive hela vägen till de nya konsumerande anläggningarna. Det är därför sannolikt att alla grova systemoptimeringar av den typ som utförs i modelleringen i denna studie underskattar kostnader och utmaningar för denna typ av problem. Dessa utmaningar beskrivs därför i mer detalj för de i studien beräknade systemen i kapitel 5.7. En ökad spänningsnivå till 800 kV kommer vara mycket fördelaktig på viktiga sträckor för att möjliggöra detta, då

⁶ Tillkommande solkraft möjliggör att vattenresursen i vattenkraftverken med stora magasin åtminstone i teorin köras ännu hårdare än idag över vintermånaderna när solen är nere dygnet runt. Den samlade vattenkraften i SE1 kan maximalt under kortare perioder producera strax över 5 GW effekt (över längre perioder skulle detta ge ett mycket stort spill) och under längre kontinuerliga perioder ~4 GW. Detta ska jämföras med ett genomsnittligt effektbehov över vintermånaderna i området på cirka 12 GW år 2050, vilket ger ett *genomsnittligt* behov utöver vattenkraft (från import eller kraft annat än solkraft) på 8000 MW. Den påverkan tillkommande solkraft kan ha på transmissionsbehoven genom att möjliggöra ett mer extremt driftmönster på vintern hos vattenkraften är i sammanhanget ganska marginellt.

⁷ Dessa förbinder Porjus/Ligga (SE1) & Grundfors (SE2), Vargfors (SE1) & Tuggen (SE2) samt Högnäs (SE1) & Stornorrfors (SE2)

⁸ Vilket innebär att SE1 och SE2 utgör ett gemensamt prisområde under nästan alla årets timmar.

ledningsgator för 400 kV-ledningar blir både betydligt dyrare och mer än dubbelt så breda för samma överföringskapacitet. Figur 9 visar de ledningar som utgör "snitt 1" idag i lila färg samt några större industrikonsumenter i blått (järn & stål), rött (papper & massa) & grönt (annat).

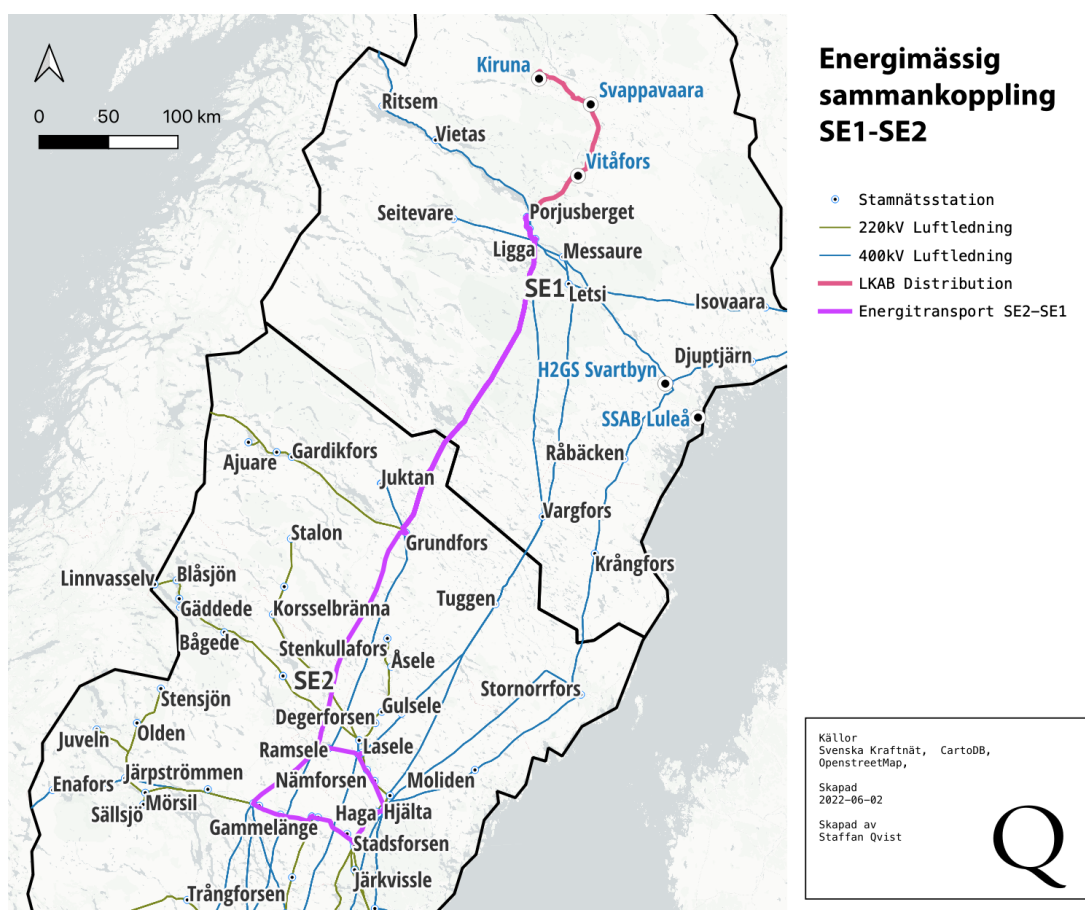


Figur 9, Snitt 1 samt övriga elnät och stora elkonsumenter i området

I denna studie har vi som utgångspunkt att elen konsumeras där behoven finns. Majoriteten av elbehovet som tillkommer i SE1 är dock för produktion av vätgas. Av 90 TWh/år ökad konsumtion konsumeras ungefär 70 % (~65 TWh/år) i elektrolysanläggningar för produktion av vätgas från vatten. Det skulle därför vara möjligt att som alternativ till stora förstärkningar av stamnätet för el, från Indalsälvsområdet i söder upp till Porjusberget/Messaure i norr och vidare med nya ledningar till Kiruna, att *även* bygga vätgaspipelines för att kunna förlägga vätgasproduktion och tillhörande förbrukning på andra ställen (med lämpligast förläggning inom SE2). Modelleringsmässigt skulle en sådan strategi innebära relativt sett större ökad förbrukning inom SE2, en mindre ökning i SE1, minskade behov och kostnader inom elnätet men ökade utgifter för vätgaspipelines & tillhörande kompressorstationer. Utan storskalig ny lokal produktion så måste elnäten både internt och över snitt 1 likväl expanderas och

uppgraderas även med vätgaspipelines på plats, för att även hantera den mycket betydande tillkommande last som inte handlar specifikt om att producera vätgas.

För att lösa problematiken med att få nog energi till rätt ställe går det antingen att förstärka med mer ny lokal elproduktion i SE1 (om detta är tillåtet i modell och verklighet) eller att utföra en serie långtgående och systematiska uppgraderingar av långa elledningssträckor och stationer från 400 kV till 800 kV, samt komplettera detta med parallella vätgaspipelines. Oavsett i vilken utsträckning olika alternativ implementeras, så följer huvudsträckningen för att transportera energin (oavsett om det gäller vätgas och el) samma principer. Förstärkta ledningar och pipelines måste ta sig söderut minst till den nivå att man kan samla upp och skicka norrut en stor del av den överföringskapacitet som Snitt 2 kommer att behöva byggas ut till, vilket innebär förstärkningar från Indalsälvsområdet i söder ända upp till Kiruna i norr (se Figur 10). Lila och rosa linjer i Figur 10 kan alltså utgöras av nya eller uppgraderade elledningar samt, parallellt i kanten av elledningsgatan, vätgaspipelines.



Figur 10, Förstärkning av energikoppling mellan SE2 och SE1

Vätgaspipelines är inte inkluderade i beräkningarna i denna studie och modelleringsmässigt gör det heller ingen större skillnad för studien om energin för vätgas överförs från ett område till ett annat i en vätgaspipeline eller över elnätet, varken för var produktionskapacitet förläggs eller för vilken produktionsmix som föreslås i både förnybara och teknikneutrala fall.

3 Ingångsvärden & principer för modellering

3.1 Målsättning & randvillkor

Den övergripande frågeställningen som har styrts detta arbete, likt samtliga tidigare långsiktiga scenarieanalyser inom Kraftsamling Elförsörjning, definieras i Figur 11.

Figur 11, Definition av studiens övergripande målsättning

I denna studie vill vi utforska *konturerna* av hur ett *kostnadsoptimalt fossilfritt svenskt kraftsystem år 2050 kan se ut*. Ambitionen är att detta underlag ska användas för att kunna utveckla konkreta rekommendationer för att *Sverige* ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle med bästa möjliga konkurrenskraft för den svenska ekonomin.

De huvudsakliga randvillkor som har ansatts för att försöka identifiera kostnadsoptimala kraftsystem definieras i Figur 12.

Figur 12, Systemoptimeringskrav

Krav som måste uppfyllas av systemoptimeringen:

1. Efterfrågan på elektricitet i Sveriges elområden minus efterfrågefleksibilitet och betald bortkoppling av last måste mötas av systemet, inklusive internationell elhandel, för varje timme under den simulerade perioden (ett år)
2. Vattenkraftens magasinnivå (i form av energiinnehåll) i varje svenskt elområde vid det simulerade årets sista timme måste motsvara årets första timme med en maximal skillnad på $\pm 1\%$.
3. Det svenska kraftsystemet ska under drift inte släppa ut någon koldioxid

Det resulterande *kostnadsoptimerade systemet* är det som minimerar den totala systemkostnaden⁹ samt uppfyller krav 1–3 ovan.

⁹ I systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader samt de skatter och avgifter som direkt kompenserar för negativa externa effekter. Systemtjänster för elnätets fysiska drift är inte inkluderade i optimeringsberäkningen. Inga subventioner eller fiskala skatter är inkluderade. Kärnkraftens avgifter för slutförvar av använt kärnbränsle tas med i systemkostnaden eftersom detta är en avgift för en negativ extern effekt. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion, lagring och elnät. Kostnader för importerad el till Sverige läggs till systemkostnaden, medan intäkter från exporterad el från Sverige minskar systemkostnaden.

3.2 Grundläggande systemförutsättningar

Studien utgår ifrån en "greenfield"¹⁰ analys för det svenska elsystemet, givet att den tekniska och ekonomiska livslängden på stora delar av det existerande produktionssystemet, inklusive de delar som ännu inte är på plats men för vilka investeringsbeslut är tagna, redan är ur drift runt år 2050. Detta generella antagande om "greenfield" har ett antal mycket viktiga undantag:

- Den existerande svenska vattenkraften, som till största del byggdes på 1950–80-talet, antas fortsätta vara i drift i alla modelleringsfall, utan slutdatum. Moderniseringsinvesteringar i många hundratals stora vattenkraftverk och dammar över en mycket lång period, från tidigt 2030-tal till väl in på 2060-talet, kommer krävas för att möjliggöra detta. Den totala systemkostnaden för detta, beskrivet som en annuitet som står utanför optimeringsanalysen, är i storleksordningen 30–35 kr/MWh.
- Reinvesteringar för att hålla igång det existerande svenska stamnätet (220 kV och 400 kV) med nuvarande överföringskapacitet mellan de svenska elområdena och internationella förbindelser antas ske i alla modelleringsfall och kostnaderna för detta har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna. Utöver detta har ett antal förstärkningar av överföringskapacitet både internt mellan svenska elområden och till elområden i andra länder implementerats, i enlighet med aviserade planer.
- Reinvesteringar samt nyinvesteringar för att hålla igång och expandera det existerande svenska regionala och lokala näten med utökad kapacitet för den ökade elanvändningen antas ske i alla modelleringsfall och har därför exkluderats från optimeringsberäkningar.
- Sammanlagt inkluderas investeringar på minst 500 miljarder kr på samtliga nätnivåer under perioden 2022–2050 i *samtliga* modellerade scenarier. Den totala systemkostnaden för detta beskrivet som en annuitet, som är med i samtliga beräknade system och alltså också står utanför optimeringsanalysen, är i storleksordningen 70–90 kr/MWh.

3.3 Modelleringsverktyg

Modellering och optimering i denna studie har utförts i en unik ny simuleringsmiljö som utgörs av fyra sammankopplade modelleringsverktyg. De beräkningsmetoder som används förklaras mer utförligt i kapitel 8, och en validering av verktygen och upplägget presenteras i kapitel 9. Precis som i tidigare scenarieanalys inom projektet Kraftsamling Elförsörjning utförs investeringsoptimering – den beräkning som bestämmer vilken uppsättning kraftverk,

¹⁰ Greenfield är en generell engelsk term (utan direkt svensk motsvarighet) som innebär att något nytt byggs upp från grunden.

lagersystem och elledningar kraftsystemet bör ha för att uppnå lägsta möjliga totalkostnad – i verktyget **GenX**¹¹. GenX kompletteras i denna studie av följande verktyg:

- **cGrid** – Används för mer detaljerad elmarknadsmodellering & elprisanalys
- **OptiL** – Beräknar, för denna studies ändamål, optimal flexibilitet i vätgasbaserad järnsvampsproduktion (överkapacitet i elektrolys samt storlek på vätgaslager)
- **BalansX** – Används för att fördefiniera scenarier för både produktionskapacitet och elanvändning i elområden utanför Sverige givet data från referenskällor (myndigheter, stamnätsoperatörer, ENTSO-E), samt för att processa fram timvis efterfrågan från värden summerade över längre tidsperioder

Verktygen beskrivs mer ingående i kapitel 8.2.1.-8.2.4 och en beskrivning av hur de används ges i kapitel 8.1 och 8.3-8.5.

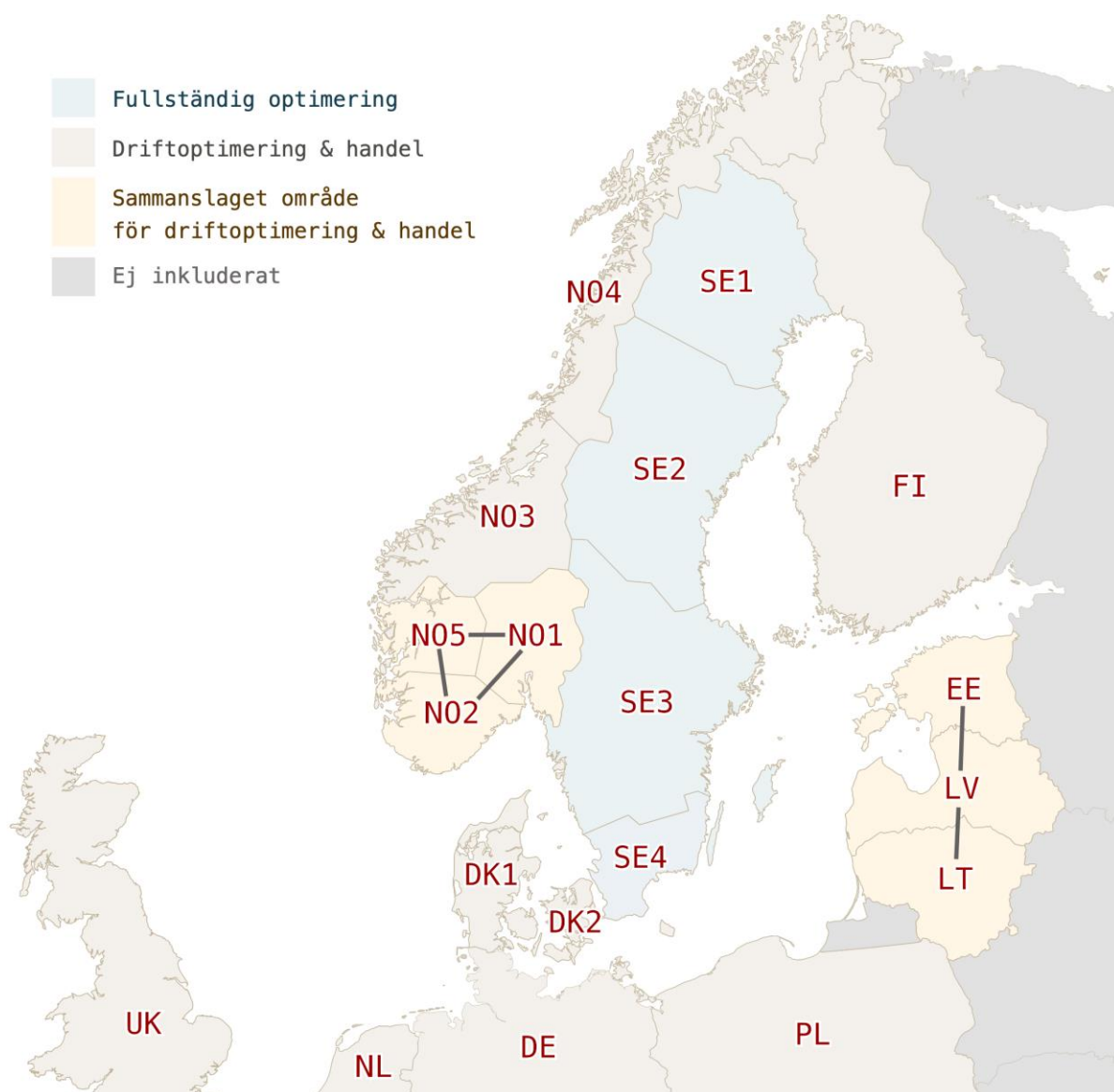
3.4 Förändringar från tidigare scenarieanalys

Vi har i denna uppdaterade studie arbetat hårt med utveckling för att kunna undvika många av de förenklade antaganden som använts i tidigare studier inom projektet Kraftsamling Elförsörjning, varav de viktigaste förändringarna är:

Modellering av områden utanför Sverige

- Både handel och drift av kraftverk utanför de svenska elområdena var förenklad i tidigare scenarieanalys. I denna studie så driftoptimeras samtliga resurser i alla elområden som ingår i analysen utan begränsningar eller förenklade antaganden, inklusive den norska vattenkraften och dess magasin och tillrinning.
- I tidigare studie behandlades samtliga områden söder om Sverige som ett gemensamt område för handel, medan dessa områden i denna studie behandlas separat med fullständig modellering av samtliga förbindelser även mellan alla dessa områden. Utöver de svenska elområdena så modelleras nu 8 individuella elområden (UK, NL, DE, PL, FI, NO₃, NO₄) och 2 sammanslagna områden (NO₁, NO₂ och NO₅ som benämns NO₁₂₅, samt Estland, Lettland och Litauen som benämns BT). Figur 13 visar de områden som är inkluderade och hur de behandlas.

¹¹ Dock i modernare version än tidigare, och med expanderad kapacitet för detta projekt, som beskrivs i kapitel 8.2.1.



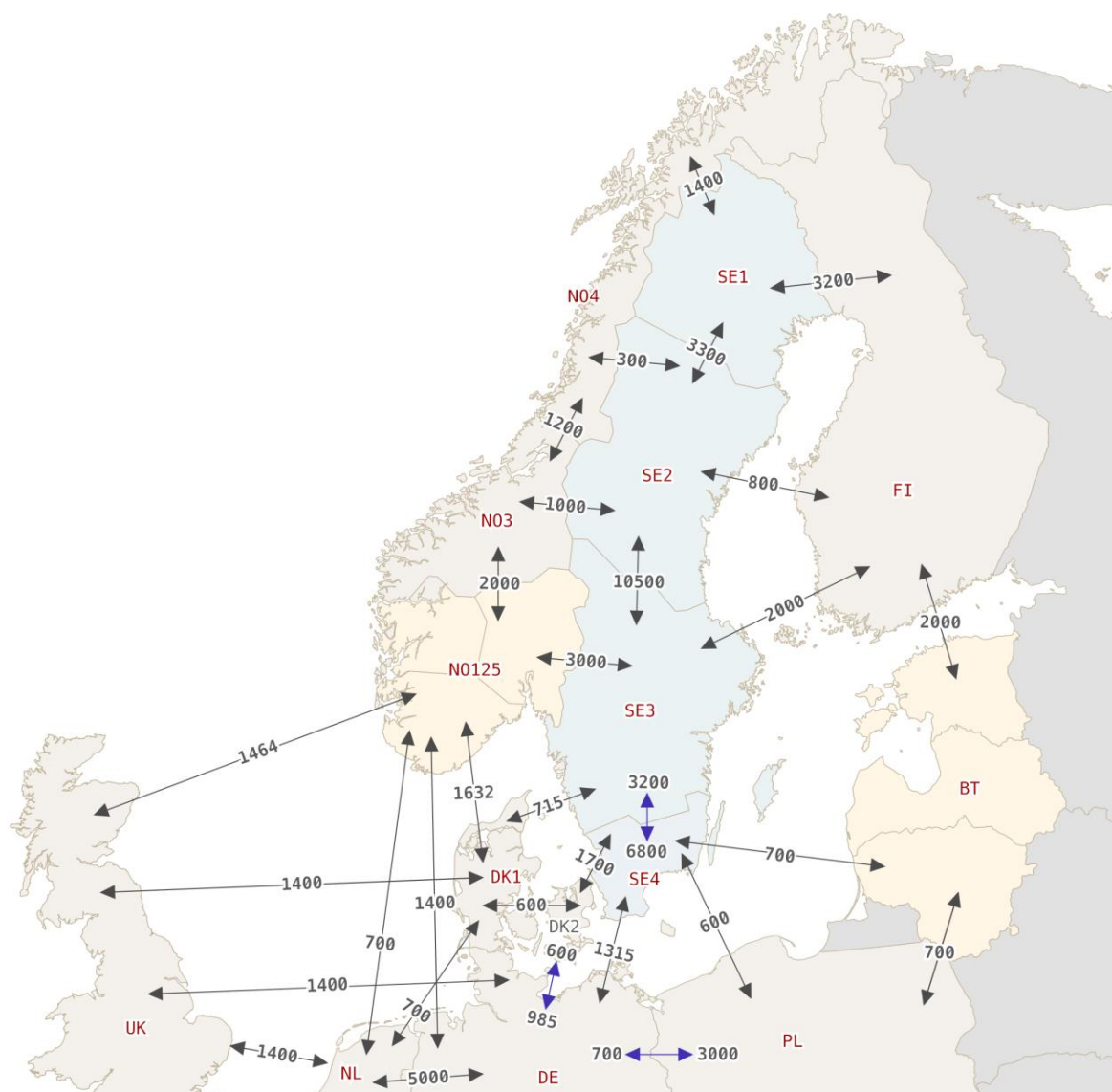
Figur 13, Områden inkluderade i modelleringen

CO₂-utsläpp & handel

- I tidigare studier anslogs ett konsumtionsbaserat utsläppsmål, vilket innebar att ett fossilfritt svenskt kraftsystem inte kunde ge upphov till utsläpp innanför *eller utanför* landets gränser. Motivationen var att om ett "fossilfritt" Sverige har ett systematiskt importberoende av utländsk fossil kraftproduktion så orsakar systemet fortfarande fossil förbränning och utsläpp och är därför inte fossilfritt. I denna modellering har vi flyttat fram tidsperspektivet till 2050 och på ett mer fullständigt sätt inkluderat de planer på fossilfrihet som Sveriges närmaste handelspartners har aviserat, samt förstärkt dessa system med ytterligare lagersystem (vätgas & batterier) när behov för detta uppstår. Det finns därför nu relativt lite fossil kraftproduktion att importera från i det modellerade systemet. Givet detta har vi i denna studie *inte* begränsat handel till perioder som undviker fossil import till Sverige på marginalen, utan *all handel modelleras nu istället helt fritt mellan alla zoner* i samtliga modellerade scenarier.

Modellering av transmission av el mellan elområden

- Den tillgängliga överföringskapaciteten över samtliga modellerade förbindelser är nu tidsberoende och tillåts variera timme för timme under modelleringen. Relativa värden för den variabla transmissionskapaciteten har extraherats från tidigare simuleringar utförda av ENTSO-E (inom MAF-2020 projektet). I tidigare studier inom detta projekt hölls överföringskapaciteten istället konstant.
- Modelleringen kan nu även hantera nätsituationer som innebär att en uppsättning kablar eller ledningar kan belastas mer i den ena riktningen än den andra. Detta är t.ex. fallet i utgångsläget (innan förstärkande investeringar inom optimeringen) för Snitt 3 i Sverige (SE3-SE4), samt för DK2-DE och DE-PL.



Figur 14, Modellerad "existerande" maximal överföringskapacitet (NTC) år 2050

Beräkning och validering av elpriser

Tidigare studier fokuserade främst på systemets kostnader, eftersom detta alltid är basen för en systemoptimering (se fråga Q4 i Kapitel 6 för en mer utförlig diskussion kring detta). I denna uppdaterade studie så har ett nytt elmarknadsmodelleringsverktyg (cGrid) använts för att verifiera att de elpriser som varje säljande komponent i kraftsystemet erhåller under ett normalväderår motsvarar de långsiktiga kostnaderna för den komponenten, inklusive avkastningskrav, och att en subventionsfri investering därför kan anses realistisk. Eftersom GenX utför de mycket komplicerade beräkningarna för investeringsoptimeringen så har den inte möjlighet att på rimlig tid och beräkningsbudget helt realistiskt modellera elmarknaden. I de fall då kraftsystemen som rekommenderas av investeringsoptimeringsverktyget GenX uppvisar orealistiska priser när de modelleras i cGrid (för ett system 2050 som baseras på väderåret 2018), så utförs justeringar för att hantera detta. Kraftsystemens installerade effekt har i vissa fall för vissa kraftslag justerats genom cGrid (dock enbart då detta är fysikaliskt möjligt inom de randvillkor som ansatts) ovanpå GenX rekommenderade lösning, men behoven för denna justering är i de flesta fall begränsad till $\sim\pm 5\%$.

Modellering & flexibilitet i system för vätgasbaserad järnsvampsproduktion

Resan mot fossilfrihet inom den svenska järn & stålsektorn utgör strax över hälften av det ökade elbehovet över de närmaste 30 åren. Sverige producerar idag cirka 85 % av all järnmalm inom EU, och har ungefär 2/3 av EU:s samlade järnmalmstillgångar¹². Järnmalm i koncentrerad form består av föreningar av järn (Fe) och syre (O) i form av Hematit (Fe_2O_3) och Magnetit (Fe_3O_4 – som är vanligast förekommande i Sverige)¹³. För att göra produkter som till exempel stål så måste malmen processas för att "reducera" bort syret och erhålla metalliskt järn. Den huvudsakliga energiåtgången för fossilfri järn & ståltillverkning enligt den metod som ska användas i Sverige ligger i produktionen av vätgas från vatten. Planen är att använda vätgas istället för koks (som är en typ av kol) för att frigöra järnet i malmen från syret. När kol används för reduktion i en konventionell masugn så reduceras järnmalmen till järn genom att kolet binder till sig syret och bildar koldioxid (CO_2). När vätgas (H_2) ersätter kol som reduktant så bildas istället vattenånga (H_2O) som biprodukt, vilket innebär att processen blir både fossilfri & utsläppsfri.

LKAB, som idag främst producerar pellets för användning i masugnar, lanserade under hösten 2020 en strategi inom vilken man ämnar styra om hela sin produktion till järnsvamp producerad med vätgasbaserad direktreduktion för vidare användning i ljusbågsugnar innan 2050. Utöver inhemsk försörjning på 4–5 miljoner ton per år till främst stålbolaget SSAB så exporterar LKAB idag cirka 20 miljoner ton pellets & fines per år. LKAB:s omställning är därför

¹² LKAB (2014) - "LKAB:s certifikatprogram och framtida strategi LKAB:s certifikatprogram och framtida strategi för kapitalmarknadsfinansiering"

¹³ Järnmalm består av järn (Fe) bundet till syre (O). LKAB:s järnmalm består främst av magnetit (Fe_3O_4) som oxideras till hematit (Fe_2O_3) i pelleteringsprocessen.

ett betydligt mer omfattande och energikrävande projekt än att enbart ställa om svensk stålproduktion och förse just denna med järnsvamp. LKAB:s projekt kommer att möjliggöra minskade utsläpp av koldioxid på mellan 40 och 50 miljoner ton per år hos stålverkskunderna, vilket är ungefär lika mycket som hela Sveriges årliga utsläpp av växthusgaser idag.

I februari 2021 presenterade även det nybildade företaget H₂ Green Steel (H₂GS) en långsiktig plan på att producera 5 miljoner ton av stålprodukter per år från en ny anläggning vid Svartbyn utanför Boden [3]. H₂GS planerar att göra stål från en kombination av skrot och av järnsvamp producerad med en egen vätgasbaserad direktreduktion av järnmalm. Det är i dagsläget inte klargjort huruvida H₂GS planerar att i stor skala reducera malm som inte kommer ur någon av LKAB:s stora gruvor i de närliggande malmfälten (MalMBERGET, Svappavaara & Kiruna). Eftersom LKAB:s planer redan inkluderar egen reduktion av all egen malm vid modelleringsåret 2050 är det därför idag svårt att avgöra hur stor den tillkommande lasten blir för vätgasproduktion i svensk järn & stålsektor med H₂GS planer.¹⁴

För att producera 1 ton järnsvamp från hematit genom direktreduktion krävs cirka 54 kg vätgas¹⁵. Mängden elektricitet som krävs för att producera ett kg vätgas beror på vilken typ av elektrolysörer som används, hur stor andel icke-elektrisk värme som används inom processerna och vilken teknikutveckling som antas ske. En elförbrukning för elektrolys i spannet 37–55 kWh/kgH₂ ger ett elbehov i spannet 2–3 MWh per ton järnsvamp producerad enbart för elektrolyssteg. Det totala framtida elbehovet för en fossilfri svensk järn- och stålsektor beror på en mängd olika faktorer, men bestäms framförallt av:

- Mängden järnmalm som skall förädlas till järnsvamp per år
- Mängden järnsvamp som skall förädlas till stål i ljusbågsugnar i Sverige per år, och vilken andel av denna som sker i direkt anslutning till järnsvampsproduktionen¹⁶
- Metod och effektivitet för elektrolys av vatten

Produktionen av vätgas för direktreduktion kan göras flexibel genom att konsumenten "överinvesterar" i mer elektrolyskapacitet än som behövs för kontinuerlig drift samt investerar i vätgaslagarsystem med tillhörande kompressorstationer, rörledningar och

¹⁴ LKAB har offentligt indikerat att man inte kan räkna med att dess järnmalm kommer att kunna göras tillgänglig för H₂GS. I respons har H₂GS indikerat att man överväger malminköp från Brasilien och Kanada (Dagens Industri 2022/03/29). Om malm köps in från andra än LKAB, till exempel från Kaunis Iron eller utländska gruvbolag, så blir vätgasbehoven för H₂GS additiva till LKABs, men om malmen antas komma ur LKAB:s malmfält finns risk att vätgasbehoven i modelleringen dubbelräknas (malmen kan bara reduceras en gång, av en av de två organisationerna).

¹⁵ Den fullständiga direktreduktionsprocessen med start från Hematit och en reaktionstemperatur över 570°C går genom stegen: Hematit (Fe₂O₃) → Magnetit (Fe₃O₄) → Wüstit (FeO) → Metalliskt järn (Fe). Räknar vi med en icke-fullständig metalliseringsgrad, en viss andel gråberg/gångarter och en viss förlust av vätgas i reningen av toppgasen från reduktionsreaktorn, så blir den effektiva vätgasåtgången cirka 54 kg H₂ per ton produkt.

¹⁶ En ljusbågsugn som använder varm järnsvamp i anslutning till järnsvampsproduktionen använder ungefär 0.16 MWh/ton-stål mindre elektricitet jämfört med en som matas med kall järnsvamp.

kringutrustning. Denna potential för flexibilitet skiljer sig inte *principiellt* från någon annan typ av elkonsument¹⁷. I denna studie är utgångspunkten att kraftsystemet är till för användarnas behov och inte tvärtom. Vi utför därför optimeringar kring kraftsystemets sammansättning, men ingen motsvarande generell optimering kring utrustning och flexibilitet på konsumentens sida (vilket i sig vore en oerhört utmanande uppgift att utföra på ett rimligt sätt rent resursmässigt). Konsumentens flexibilitet modelleras därför enligt antaganden främst från tidigare studier med det enda och mycket viktiga undantaget som handlar om flexibilitet för vätgasproduktion i järn & stålsektorn.

Allt annat lika så finns det inga fördelar för någon elkonsument att göra sig flexibel¹⁸, då möjliggörandet av flexibilitet ofta innebär stora investeringsbehov, låg utnyttjandegrad av utrustning och även möjliga bemanningsproblem. Anledningen till att en hög nivå av flexibilitet diskuteras och planeras för vätgas för järnmalmsreduktion, men inte i till exempel verkstadsindustrin, är att:

1. den totala kostnadsandelen för elektricitet i processen är mycket hög, och
2. det är för konsumenten relativt billigt att lagra stora energimängder vätgas, åtminstone jämfört med att lagra motsvarande mängd elektricitet

Det finns minst tre olika sätt på vilken en ny flexibel el-användare kan inkluderas i modellering och optimering:

1. De relevanta flexibilitetsparametrarna, i detta fall överkapacitet i elektrolys och storleken på vätgaslager, ansätts a priori till förutbestämda värden och används sedan som del i optimeringsberäkningen för att dimensionera kraftsystemet.
2. Flexibilitetsparametrarna för konsumenten inkluderas som en del av systemoptimeringsberäkningen, och konsumentens system dimensioneras som den lösning som ger lägst total systemkostnad för kraftsystemet som helhet.
3. En iterativ beräkning som behandlar konsumentens ekonomiska intressen separat från minimeringen av kraftsystemets totala kostnader, men som explicit beaktar kraftsystemets påverkan på konsumentens egen optimala flexibilitetslösning, samt hur denna lösning påverkar kraftsystemet.

Alternativ 1 användes i tidigare scenarieanalys och är det beräkningsmässigt minst utmanande alternativet. Det är också på detta sätt som all annan flexibilitet, i till exempel

¹⁷ En bilfabrik med ett produktionsmål på 100,000 bilar per år skulle i teorin kunna dimensioneras och bemannings-planeras för en maximal produktionstakt motsvarande 1 miljon bilar per år, och sedan driftsättas med motsvarande 10 % utnyttjandegrad för att nå produktionsmålet. Flexibla driftbeslut skulle då kunna tas på ett sätt som är optimalt för kraftsystemet som helhet, men ekonomin i bilfabriken skulle vara mycket utmanande.

¹⁸ Detta gäller som princip förutom i de unika lägen där flexibilitet varken kostar mer eller har några negativa biffekter för elanvändaren. Det enda större exemplet på detta är flexibel planering av laddning av batterier i elbilar, som ofta utan några problem kan förskjutas i tid (till exempel från sen eftermiddag/kväll in på natten och morgontimmarna).

uppvärmning och elbilsladdning, hanteras i denna studie. Eftersom kapaciteten är fördefinierad är man garanterad en realistisk nivå på flexibilitet (givet realistiska antaganden). Om specifika planer kring flexibilitetsparametrar (till exempel storlek på vätgaslager) har offentliggjorts, så kan de representeras direkt i modelleringen på detta sätt. Detta är dock *inte* fallet vad gäller framtida flexibilitet inom vätgasproduktion inom svensk järn & stålindustri, där denna fråga är under aktiv utredning och där planen också kommer justeras utifrån hur kraftsystemet och volatiliteten i elpriset utvecklas. Inom HYBRIT-projektet har några beräkningsexempel av enskilda deltagare presenterats på konferenser¹⁹, som då har inkluderat fall med stor överkapacitet i elektrolys och vätgas-lagerkapacitet motsvarande upp till 2 veckor av konsumtion. Dessa bör ses som just beräkningsexempel och utgör inte del av någon bestämd plan för vare sig HYBRIT eller något av företagen som planerar att industrialisera vätgasbaserad järnmalsreduktion i Sverige. Det är viktigt att belysa att dessa beräkningar har utgått från ansatta (ej optimerade) typer av kraftsystem som för konsumenten kräver den absolut största investeringen i flexibilitet för att uppnå lägsta produktionskostnad, där all tillkommande elproduktion är lokal samkorrelerad vindkraft²⁰. Förutom mindre buffertlager så finns det inget egenintresse att bygga stora vätgaslager inom industrin, utan den grad till vilket detta görs drivs av utvecklingen på kraftmarknaden, framförallt för att skydda driften från perioder av mycket höga elpriser. Nackdelen med alternativ 1 är att man oftast inte på förhand kan veta om den antagna flexibiliteten är optimal varken för konsumenten – som är viktigast i detta fall – eller för kraftsystemet.

Alternativ 2 har fördelen att kostnaden för att åstadkomma flexibilitet inkluderas i en övergripande optimeringsberäkning, men nackdelen är att det frångår principen för denna studie om att ta konsumentens perspektiv²¹. Svensk industri investerar inte i överkapacitet i utrustning med ambitionen att så långt så möjligt sänka de totala kostnaderna för hela kraftsystemet, utan för att minimera sin egen produktionskostnad.

Alternativ 3, som egentligen är ett specialfall av Alternativ 1, är beräkningsmässigt och utvecklingsmässigt mest krävande och komplicerat, men producerar i vår bedömning också de mest relevanta resultaten, vilket är varför denna metod har använts i studien. En ännu bättre och mer komplett metod vore att utföra beräkningar både med Alternativ 2 och 3 för att kunna jämföra och diskutera utfall, detta har dock inte varit möjligt att inkludera i denna

¹⁹ Till exempel – Renholm (2021) - "HYBRIT – System integration and flexibility"

²⁰ Det är därför inte överraskande att en hög nivå av flexibilitet i dessa exempelberäkningar blir optimalt för konsumenten och ger billigare järnsvamp än ett system med låg flexibilitet. De mycket höga värden på överkapacitet i elektrolys (180%) och vätgaslager (14 dagar) i dessa beräkningsexempel har dock inte kunnat reproduceras som kostnadsoptimala konfigurationer även i denna typ av kraftsystem i senare analys under denna studie med OptiL, som rekommenderar en betydligt lägre nivå för båda parametrar.

²¹ Att utföra en kraftsystemsoptimering för en last av denna typ kräver även att modelleringsverktyget (oavsett vilket) kompletteras med en ny specialskriven typ av funktion för att simulera just detta.

studie. Ett generellt angreppssätt för att dimensionera för flexibilitet inom industrin är att ansätta olika möjliga framtida kraftsystem & elmarknadsförutsättningar, beräkna relevanta parametrar för dessa (till exempel sannolika elprisserier), och sedan dimensionera flexibilitet utifrån detta. I fallet med de långsiktiga planerna för svensk järn & stålindustri krävs dock en unik och mer avancerad analysmetod. Storleken på de planerade anläggningarna jämfört med de lokala elmarknader man deltar på gör att både dimensionerings och driftbeslut på ett fundamentalt och unikt sätt påverkar och bestämmer prissättningen på elmarknaden. När investeringsoptimering för kraftsystemet också inkluderas i beräkningen blir problemet än mer komplext, eftersom antaganden kring flexibilitet i vätgassystemet i sig påverkar det optimala kraftsystemets utformning.

Kapacitet för att kunna hantera modellering under sådana förutsättningar för denna typ av anläggningar har byggts in i det nya specialutvecklade verktyget OptiL (se kapitel 8.2.3) och dess koppling med verktyget cGrid (se kapitel 8.2.2). OptiL är ett mycket avancerat verktyg som under ett års tid utvecklats tillsammans med LKAB specifikt för att dimensionera investeringar för optimal flexibilitet i vätgasbaserad järnsvampstillverkning i Sverige. I denna studie har verktygen GenX (investeringsoptimering för kraftsystemet), cGrid (elmarknadsmodellering & perturbering) och OptiL (optimering av vätgasbaserade järnmalmsreduktionsanläggningar) kopplats samman för att kunna modellera hela systemet på ett realistiskt sätt. En antagen flexibilitet, vars ingångsvärden baseras på tidigare beräkningar i cGrid+OptiL, sätts först som ingångsvärde i GenX. Systemen kan sedan finjusteras med hjälp av cGrid och OptiL för att definiera slutgiltig kapacitet i kraftsystemet och faktiska optimala flexibilitetsparametrar för vätgassystemen. cGrid används för att verifiera att de resulterande elpriserna som varje modellerat kraftslag i varje modellerat elområde erhåller är rimliga jämfört med kostnadsnivåer.

Utöver den flexibla energiåtgången för elektrolys och lagerkompressorer, så måste även behoven av förvärmning av vätgas beaktas för att hålla korrekt energibalans i reduktionsugnen, samt andra tillkommande laster för drift. Reduktionsprocessen med ren vätgas är endotermisk (förbrukar energi), till skillnad från en traditionell masugn matad med koks som är exotermisk (producerar energi). Med eluppvärmning av den vätgas som matas in i reduktionsugnen för att hålla temperaturen i rätt intervall förbrukas i storleksordningen 0.5 MWh el per ton järnsvamp producerad. Totalt, inklusive övrig drift, ligger "baslasten" (som alltså inte är flexibel) på cirka 0.65 MWh per ton järnsvamp för reduktionsprocessen. Beroende på teknikval, processparametrar och värmeintegrering så kan det totala elbehovet för produktionen av 1 ton järnsvamp för användning i ljusbågsugn därför variera i spannet ~2.65–3.65 MWh/ton. Ståltillverkning i ljusbågsugn från järnsvamp kräver ~0.45 MWh per ton stål producerad om den använder varm järnsvamp i anslutning till järnsvampstillverkningen, och ~0.6 MWh/ton från kalla järnsvampsbriketter. Ljusbågsugnens lastprofil är vanligen en

cykel av hög last i 30-minutersperioder för att sedan gå ner till mycket låg last under cirka 3 minuter (under laddning) och sedan tillbaka upp till hög last²².

En fossilfri svensk årsproduktion av järnsvamp motsvarande aviserade framtida produktionsmål, samt den förväntade ökade produktion av stål i Sverige ger ett *referensantagande* på tillkommande årsbehov av el (utöver dagens användning) på 83 TWh per år för hela Sveriges järn & stålsektor över samtliga elområden år 2050. Detta antagande inkluderar en relativt aggressiv teknikutveckling vad gäller elektrolysörer, och en partiell övergång från konventionell låg-temperatur-elektrolys till mer el-effektiv ån-elektrolys.

²² Då lasten är som högst under smältning så är elförbrukningen slumpmässig och olinjär och komplicerad för kraftsystemet att hantera, då den kan orsaka spänningsfluktuationer och flimmer.

4 Modellerade scenarier

I denna uppföljningsstudie har vi replikerat en mindre uppsättning av scenarier från de tidigare scenarierapporterna (som då modellerade 200 och 240 TWh/år last för år 2045). De modelleringsfall som inkluderades här valdes med ambitionen att försöka behålla ett representativt spann av ingångsvärden (från konservativt/pessimistiskt till fördelaktiga förhållanden). Modellering av internationell handel inkluderas i samtliga fall i denna studie. De uppdaterade modelleringsfallen som inkluderats i denna studie, samt en beskrivning av de förhållanden som de representerar, är sammanfattade i Tabell 7. Underlaget och detaljer för ingångsvärdena som denna tabell representerar är samma som i tidigare studier (se Kapitel 1 för referenser).

Tabell 7, Modelleringsfall

Namn	Kostnad sol, vind & lager	Kostnad ny kärnkraft	SMR	Flexibilitet	Handel	Kalkylränta
TN-5*	Låg	Låg ²³	Nej	Hög	Ja	3.5%
F-5*	Låg	N/A	N/A	Hög	Ja	3.5%
*Optimistiska förutsättningar för samtliga ingångsvärden (dock ingen SMR i TN-5)						
TN-7†	Låg	Låg	Nej	Hög	Ja	6.0%
F-6†	Låg	N/A	N/A	Hög	Ja	6.0%
†Likadana förutsättningar som för TN-5 och F-5 fast med högre kalkylränta						
TN-10‡	Hög	Hög ²⁴	Nej	Låg	Ja	3.5%
F-7‡	Hög	N/A	N/A	Låg	Ja	3.5%
‡Generellt relativt pessimistiska förutsättningar						
TN-4§	Låg	Hög	Nej	Låg	Ja	6.0%
F-8§	Hög	N/A	N/A	Låg	Ja	6.0%
§Maximalt pessimistiska förutsättningar för ny kärnkraft (TN-4) och förnybart (F-8)						
TN-5-SMR¶	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	3.5%
TN-7-SMR¶	Låg	Låg	Ja	Hög	Ja	6.0%
¶Maximalt optimistiska förutsättningar, inklusive SMR, med olika kalkylräntor						

²³ 37 200 kr/kW

²⁴ 58 000 kr/kW

5 Resultat

5.1 Teknikneutrala scenarier

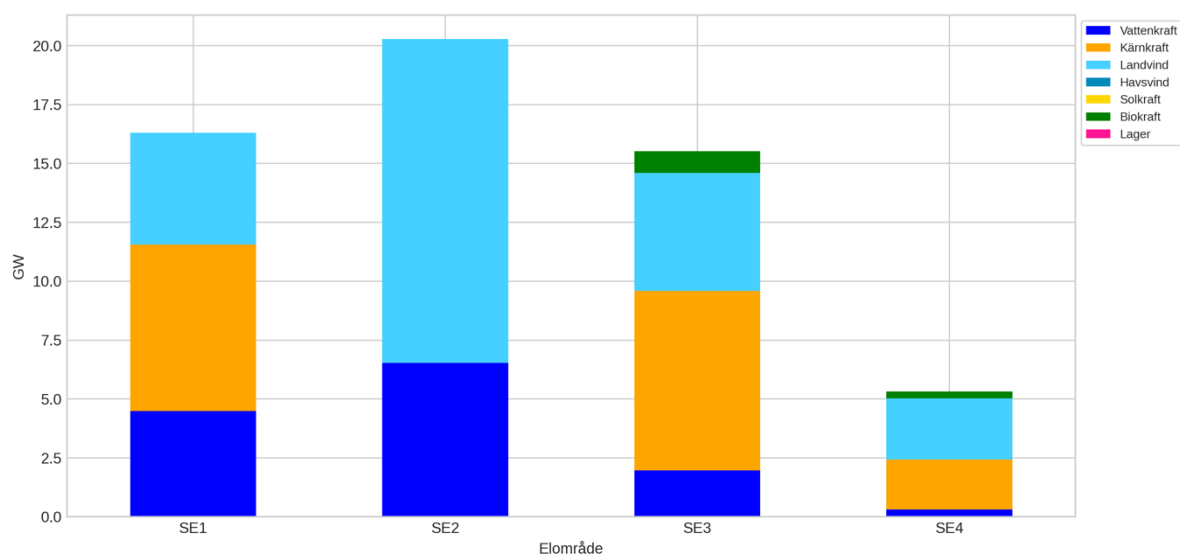
De uppdaterade resultaten för de teknikneutrala scenarierna liknar de tidigare resultaten i termer av kostnader och fördelning av installerad kapacitet och årlig elförsörjning mellan kraftslagen. I samtliga modellerade scenarier faller den relativa andelen vattenkraft då dess produktion hålls konstant medan efterfrågan och total produktion ökar. I alla scenarier sker re-investeringar för att driftförlänga all existerande kärnkraft (6.9 GW). Landbaserad vindkraft och ny kärnkraft fyller precis som tidigare majoriteten av resterande behov. Inget scenario innehåller solkraft eller lagring. Havsbaserad vindkraft byggs endast i scenario TN-4. I genomsnitt över de fyra scenarier som saknar möjligheten för investeringar i Små Modulära Reaktorer (SMR) så kommer årsförsörjningen av el huvudsakligen från (då TN-4 avviker från övriga scenarier ges dessa värden i parentes):

- Vattenkraft – 17–30 %, 23 % under normalår
- Landbaserad vindkraft – 28% (TN-4, 28%)
- Havsbaserad vindkraft – 0% (TN-4, 15%)
- Existerande kärnkraft – 17 % (TN-4, 17%)
- Ny kärnkraft – 35 % (TN-4, 18 %)
- Kraftvärme – 1–3 % (TN-4, 2–5%)

Då SMR tillåts ökar andelen kärnkraft, eftersom denna teknik har modellerats med en lägre antagen investeringskostnad än storskalig kärnkraft. Det teknikneutrala kraftsystemets tre ben är alltså fortsatt den existerande vattenkraften, existerande och ny kärnkraft samt vindkraft, även om det exakta förhållandet mellan de tre i den utvalda uppsättningen uppdaterade scenarier är något annorlunda. I undantag för i scenario TN-5-SMR så byggs den landbaserade vindkraften ut maximalt i alla scenarier och i alla svenska elområden. Detta indikerar tydligt att om en högre begränsning ansätts för den möjliga expansionen av landbaserad vindkraft, så hade en högre andel vindkraft inkluderats i de teknikneutrala scenarierna.

Den tillkommande kärnkraften fördelas primärt ut i område SE1 (4–7 GW), för att täcka stora delar av den tillkommande lasten lokalt i området, medan även elområde SE4 förstärks med ny kärnkraft som med råge ersätter den förlorade kapaciteten i det tidigare Barsebäcksverket. Kapacitetsfördelningen i scenario TN-7 visas i Figur 15, och systemens uppbyggnad i scenario TN-5 och TN-10 är snarlika. I scenario TN-4, där ingångsvärdena är maximalt pessimistiska (relativt sätt) för ny kärnkraft, byggs ett mer diversifierat system som innehåller ungefär (på årsbasis) lika mycket ny kärnkraft som ny havsbaserad vindkraft.

Beroende på modelleringsförutsättningar så hålls antingen nuvarande produktion från kraftvärmen kvar på nuvarande nivåer, eller alternativt minskar till ungefär hälften.



Figur 15, Kapacitetsfördelning i scenario TN-7

Solkraft kommer inte med i något teknikneutralt system, medan havsbaserad vindkraft bara finns med i ett fall. Solkraften producerar med 9–11 procents kapacitetsfaktor över året i Sverige och visar en negativ korrelation mellan produktion och elbehov på säsongsbasis. Det finns också en hög korrelation mellan svensk solkraft och övriga Europas starkt expanderande solkraft (samma tidszon ± 1 timme). Samtliga faktorer som bestämmer värde och kostnad är därför relativt sett negativa för solkraft i just Sverige²⁵. Ett kostnadsoptimalt fossilfritt svenskt kraftsystem måste dimensioneras för att klara av långa perioder av hög efterfrågan utan nämnvärt bidrag från solkraft, oavsett hur mycket solkraft som finns installerad. Ett teknikneutralt system gör detta med kraftslag som har en låg marginalproduktionskostnad – en kombination av vindkraft, kärnkraft och kraftvärme, balanserad av vattenkraft. Det är därför svårt för investeringar i solkraft ovanpå detta system att sänka de totala kostnaderna för systemet – även när den modelleras med låga investerings och driftkostnader som i denna studie.

Havsbaserad vindkraft har i fem av sex teknikneutrala scenarier modellerats med en total investeringskostnad om 19 000 kr/kW, vilket likt för alla andra kraftslag är menat att helt inkludera anslutningskostnaderna till elnätet på land utan subventioner. En detaljerad diskussion kring denna antagna kostnadsnivå går att läsa som svar på fråga Q8 i kapitel 6. På

²⁵ På dagens svenska elmarknad, där solkraft ännu utgör en marginell del, så ser man vanligtvis positiva värdefaktorer (mer betalt per MWh producerad än snittet) som följd av positiv korrelation på dygnsbasis (högre elpriser på dagen än natten). Framöver kommer två faktorer att erodera denna fördel, dels en mycket stor expansion av högt korrelerad solkraft söderut i Europa (som "kannibaliserar" värdet av svensk solkraft), dels ökad efterfrågeflexibilitet som jämnar ut elpriset över dygnet.

grund av den mycket höga beräkningsbördan i denna studie så har inte en mer sofistikerad kostnadsrepresentation för havsbaserad vindkraft kunnat användas med flera "trappsteg" med olika totalkostnader. En mer explicit behandling av den stora variation i anslutningskostnader och kostnader för fundament vid olika djup som olika lokaliseringar av havsbaserade vindkraftsparker i praktiken kommer att ha, hade gett en mer rättvisande bild. Den modellerade totalkostnaden kan ses som ett optimistiskt genomsnittsvärde för en stor utbyggnad i Sverige, som då inkluderar stora parker >100 km från land²⁶ med flytande fundament och som till betydande del är drabbade av havsis och svåra vintrar. Däremot kan det också sannolikt vara så att en mindre expansion bestående av de allra mest kostnadseffektiva havsbaserade vindkraftsparkerna, nära land och stamnät på mycket grund sandbotten i områden utan svåra vintrar, i framtiden skulle kunna byggas till lägre kostnad än den modellerade uppskattningen. Det går därför inte att utifrån denna modellering utesluta att en mindre expansion (upp till några GW) havsvind skulle kunna utgöra en del av ett kostnadsoptimalt teknikneutralt system. En indikation på detta är att då antaganden för ny kärnkraft är maximalt pessimistiska – vilket gör havsvinden relativt sett mer konkurrenskraftig av kvarvarande alternativ då landvinden redan byggts ut maximalt – så byggts havsvind ut som då täcker 14 % av de totala behoven i Sverige (scenario TN-4).

I de teknikneutrala scenarierna föredrar systemet att bygga ut ny kärnkraft snarare än havsbaserad vindkraft eller solkraft inte på grund av låga kostnader per MWh utan främst på grund av ett högre värde för systemet. Kärnkraften kan förläggas direkt i anslutning till nya uttag vilket minimerar kostnader och utmaningar för nät, samtidigt som dess produktion både är flexibel (den kan rampa upp och ner, med begränsningar), planerbar och helt oberoende av väder. Den drabbas också i mycket mindre utsträckning av urholkning i värde på grund av samkorrelation med annan produktion både i Sverige och i andra länder. Solkraftens produktion är korrelerad över dygn och säsong över hela Europa, medan den svenska havsvinden har ett produktionsmönster som till stor del liknar både den intilliggande landbaserade vindkraften i Sverige och även den danska och tyska havsvind som i samtliga fall antas byggas ut i mycket stor skala i angränsande områden. Korrelationen med det övriga systemets produktionsprofil urholkar därför systemvärdet av den havsvind som byggs på toppen av detta. Därför ger ett system som kombinerar vattenkraft, landbaserad vindkraft och existerande kärnkraft med ny kärnkraft en lägre total systemkostnad än motsvarande system som ersätter ny kärnkraft med en kombination av havsvind eller solkraft förstärkt med biokraft och lagring i modelleringen. Ett antagande om att havsvinden inte skulle producera elektricitet utan istället vätgas genom lokal elektrolys inom eller i anslutning till vindparken förändrar i grunden inte något i denna analys.

²⁶ Enbart anslutningskostnaden kan i dessa fall närma sig den totala modellerade kostnaden i dagens kostnadsläge.

Det finns stora praktiska utmaningar med lokal acceptans, intressekonflikter, leverantörskedjor i samtliga scenarier eftersom nivån på utbyggnad av ny kraftproduktion är mycket stor. Dessa utmaningar går inte att fånga upp i modelleringen i sig. I praktiken kan man på hög nivå från de teknikneutrala modelleringsresultaten utläsa följande övergripande rekommendationer:

1. Investera i och möjliggör fortsatt drift av så mycket av den existerande vattenkraften som möjligt – detta är en grundförutsättning i samtliga modellerade fall.
2. Driftförläng all den existerande kärnkraften från 60 år till minst 80 år.
3. Bygg så mycket landbaserad vindkraft som är möjligt givet tillståndsfrågor och intressekonflikter (cirka 26.2 GW eller ~82 TWh/år i denna studie).
4. Förbered för en höjning av högsta spänningsnivå i stamnätet från 400 kV till 800 kV genom att initialt bygga stolpar för dubbelledningar av 400 kV som sedan kan uppgraderas för enkelledningar med 800 kV, som då ger dubbelt så hög överföringskapacitet.
5. Förstärk systemet utöver punkterna 1–5 ovan med främst ny kärnkraft. Utan någon ny kärnkraft och istället enbart havsvind i detta steg (då uppbackat av lager & biokraft) blir kostnaderna för systemet högre. Med enbart kostnadsaspekter beaktade föredrar modelleringen ny kärnkraft *istället för* havsvind, och enbart i specialfall rekommenderas kombinationer av de båda. I praktiken är det sannolikt så att ett system med både havsvind och ny kärnkraft är mer realistiskt att kunna få på plats, även om systemkostnaderna kan bli något högre. **Rekommendationen blir därför även i teknikneutrala fall att utveckla de mest lovande områdena för havsbaserad vindkraft och parallellt med detta möjliggöra för ny kärnkraft i så stor utsträckning som är praktiskt möjligt.**

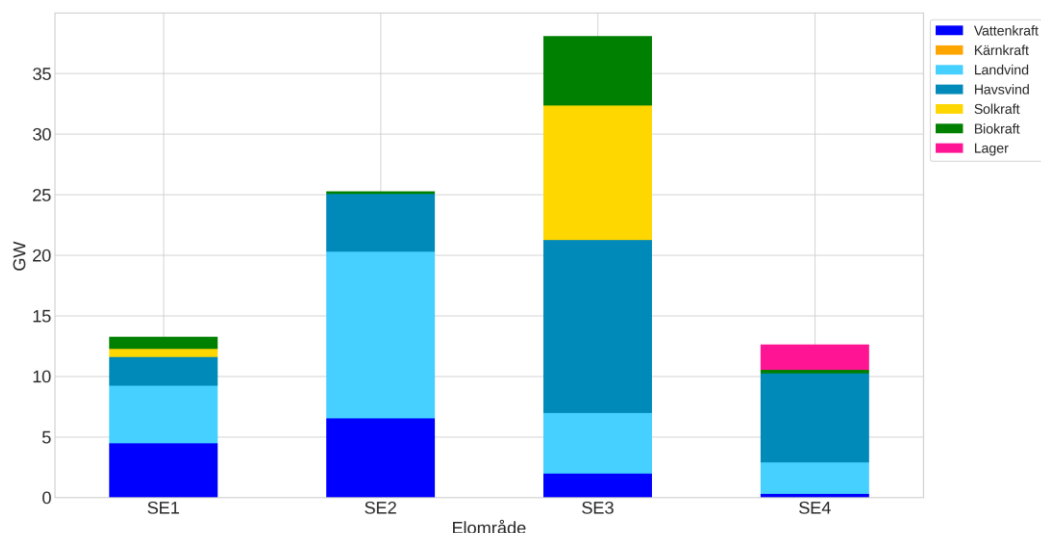
Systemen som beräknas i denna studie utgör *inte prognoser* på vad som sannolikt kommer ske, utan ger enbart en vy av vilken typ av systemupplägg som skulle ge lägst kostnader i ett system helt utan subventioner och övriga styrmedel och utan att beakta politisk välvilja/illvilja mot enskilda kraftslag.

5.2 100% förnybart

I de scenarier som frångår principen om teknikneutralitet och enbart tillåter förnybara kraftkällor kommer huvudparten av elförsörjningen från vindkraft. De sammanlagda kapacitetsbegränsningarna i denna uppdaterade modellering för vindkraft begränsar dess maximala årsproduktion under det modellerade året till cirka 246 TWh. Variationen i vindkraftsutbyggnad mellan de fyra scenarierna är förhållandevis liten med en genomsnittlig årsproduktion om 196 TWh. Alla scenarier har "fullt" utbyggd (enligt modelleringens begränsning) landbaserad vindkraft medan den havsbaserade vindkraften dominerar produktionsmixen med i snitt 116 TWh. Svenska myndigheter har fått i uppdrag att möjliggöra för totalt upp till 110–120 TWh årlig elproduktion från havsbaserad vindkraft, och resultaten i denna studie påvisar alltså ett tydligt behov av att möjliggöra för all denna produktion i ett 100% förnybart kraftsystem.

Jämfört med tidigare studie ökar i genomsnitt produktionen av vindkraft med 57 TWh/år, från 139 TWh/år till 196 TWh/år. För att fylla resterande elbehov i de 100 % förnybara modelleringsfallen föredrar modellen att mestadels bygga ut solkraft för de scenarier som har låga ingångsvärden för kostnader av sol, vind och lager (F-5 och F-6). Med mer pessimistiska ingångsvärden expanderar istället planerbar biokraftproduktion. Samtliga helt förnybara scenariers kraftsystem är nettoimportörer av i snitt 11 TWh (spann 5–17 TWh).

Figur 16 visar ett exempel för kapacitetsfördelningen över landet i scenario F-6. Modellen bygger generellt ut störst kapacitet inom elområde SE₃. Denna består i huvuddel av havsbaserad vindkraft som närmar sig det lokala kapacitetstaket (14–15 GW av 17.6 GW möjlig) och därefter solkraft, landbaserad vindkraft och biokraft. Vätgaslagring med kapacitet på 0.3–1.4 TWh byggs ut i alla scenarier. Lagring kommer alltid in i systemet inom elområde SE₄, och i några fall även i SE₃. Då produktionskapaciteten inom elområde SE₁ inte kan förse dess utökade elbehov lokalt, så ökas överföringskapaciteten för snitt 1 i samtliga F-scenarier från 3.3 GW till 8–10 GW.

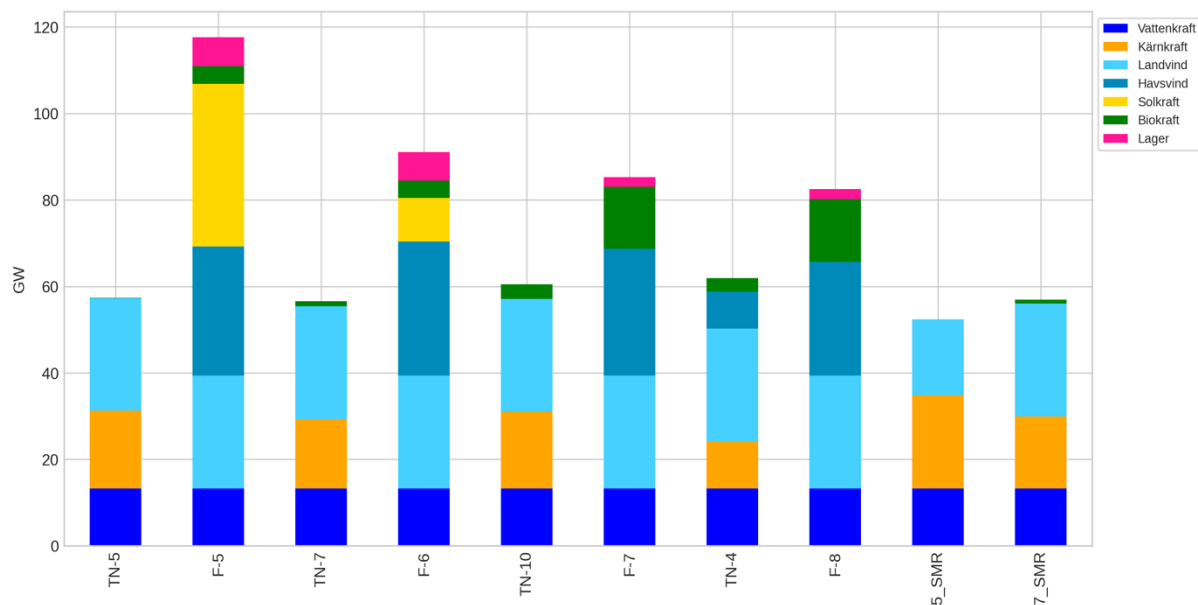


Figur 16, Installerad kapacitet i scenario F-6

5.3 Jämförelse mellan scenarier

5.3.1 Utbyggnad och systemkostnader

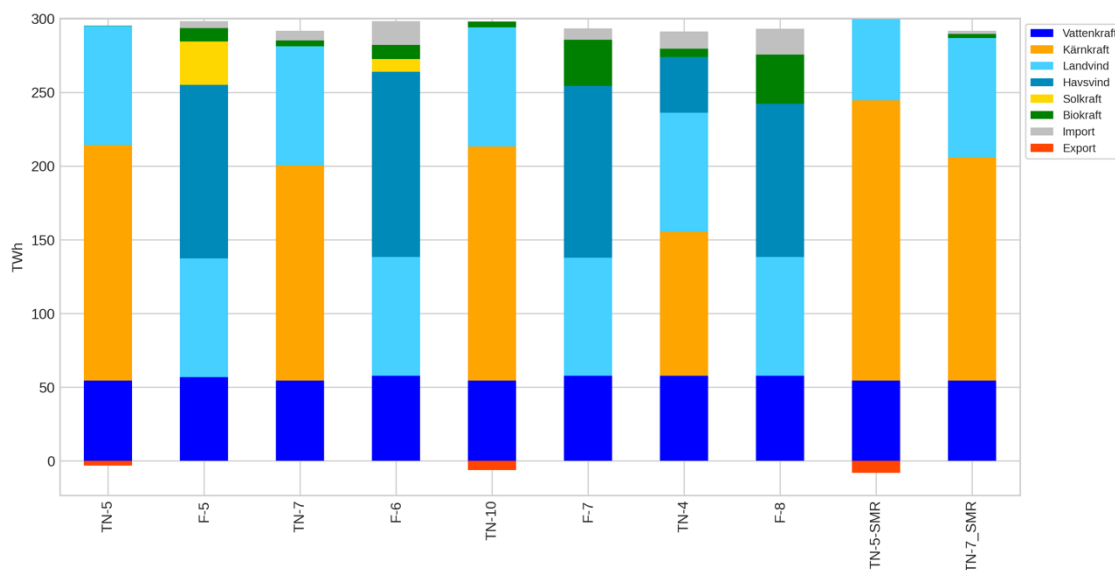
Figur 17 visar installerad kapacitet för kraftproduktion (och lager) för de olika modellerade scenarierna, och Figur 18 visar motsvarande för årlig elförsörjning. Den samlade kapaciteten i teknikneutrala fall är cirka 58 GW. I helt förnybara system är motsvarande kapacitet i genomsnitt cirka ~94 GW²⁷.



Figur 17, Installerad kapacitet (GW) per kraftslag och scenario i hela Sverige

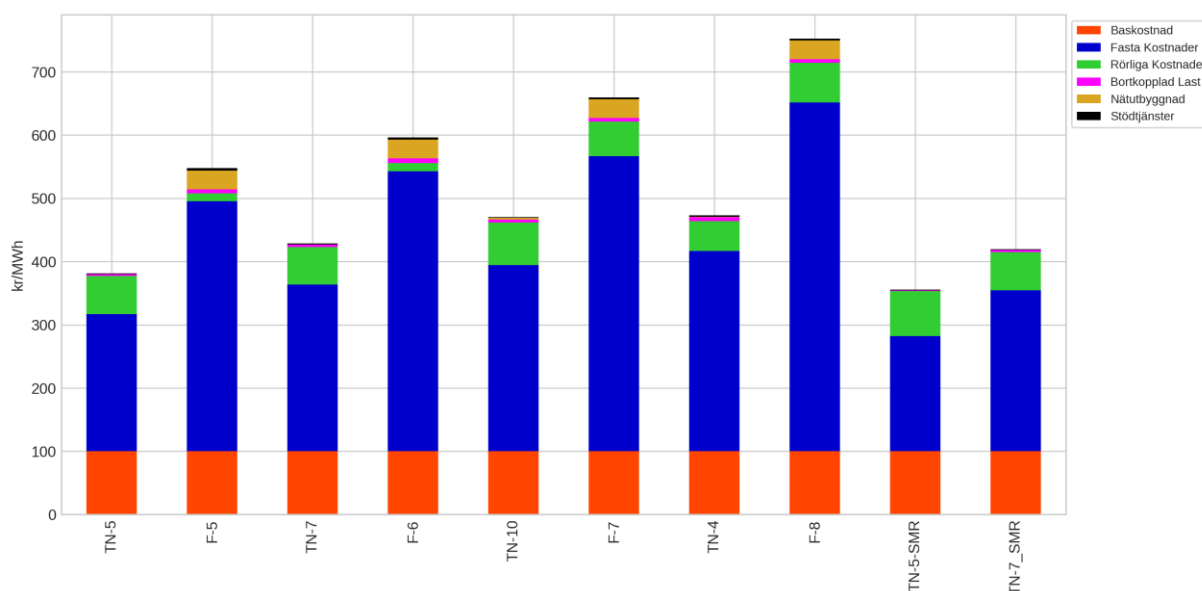
²⁷ Detta refererar till den maximala möjliga momentana produktionen och är inte genomsnittsvärden för produktion över tid.

I kontrast till tidigare studier, så uppvisar vissa system (TN-5, TN-10, TN-5-SMR) en viss nettoexport på årsbasis. Resten nyttjar nettoimport, med de största värdena för F-8 med 17 TWh och TN-4 med 12 TWh.



Figur 18, Elförsörjning på årsbasis per kraftslag och scenario i hela Sverige

Figur 19 visar de totala systemkostnaderna för samtliga scenarier. I teknikneutrala fall ligger kostnaderna i spannet 355–473 kr/MWh (snitt 420 kr/MWh), och motsvarande spann för förnybara scenarier är 548–752 kr/MWh (snitt 639 kr/MWh).



Figur 19, Total systemkostnad per scenario (kr/MWh)

”Stödtjänster” i Figur 19 inkluderar här enbart hantering av rotationsenergi (svängmassa), för vilket en beräkningsmodell utvecklades i Kraftsamling Elförsörjnings tidigare

stöd tjänstrapport²⁸ som använts för beräkningarna här. Dessa kostnader utgör enligt tidigare analys cirka 10 % av de totala framtida kostnaderna för stöd tjänster, och de totala utgifterna för stöd tjänster beräknades i stöd tjänstrapporten bli ungefär dubbelt så höga i helt förnybara fall som i teknikneutrala fall. Eftersom ingen explicit beräkning av stöd tjänstkostnader utöver rotationsenergi har utförts så har inga kostnader för detta inkluderats i något fall. Exkluderade kostnadskategorier inkluderar därför spänningsstöd via reaktiv kompensering, effektreserv och frekvenshållning/återställning (aFRR, mFRR, FCR-D och FCR-N).

För detta nya urval av scenarier har helt förnybara system cirka 50% högre kostnader i genomsnitt än teknikneutrala system. Den tidigare kostnadsskillnaden mellan teknikneutrala och helt förnybara fall i mindre system (240 TWh/år, 2045) låg på ungefär samma nivå i genomsnitt i (+42 %). Det är svårare att summera genomsnittliga kostnadsskillnader mellan de två olika typerna av system i denna studie då ett färre antal scenarier finns tillgängligt att beräkna genomsnitt över än tidigare. Den relativa ökningen med cirka åtta procentenheter för de förnybara scenarierna gentemot de teknikneutrala kan främst tillskrivas att de förnybara systemen nu måste nyttja en mycket större andel havsbaserad relativt landbaserad vindkraft, som driver upp totala systemkostnader mer än ny kärnkraft gör i de teknikneutrala fallen. Utöver en mycket stor utbyggnad av intermittent förnybar kapacitet som i utgifter domineras av havsbaserad vindkraft, så krävs investeringar i samtliga förnybara fall i både ny biokraft och lagersystem för att undvika bristsituationer, som också driver upp kostnader. Kostnaderna för detta är speciellt höga i systemen med pessimistiska antaganden kring kostnadsutveckling för sol, vind & lager (F7 & F8), där olika typer av planerbar biokraft används i större utsträckning för att stödja systemet. Detta trots att alla helt förnybara system också i stor utsträckning nyttjar handel för balansering med en negativ handelsbalans för kostnader – importen är både större i volym och högre prissatt än exporten. Motsvarande investeringar och kostnader krävs inte i teknikneutrala fall. Nätutbyggnaden för F-scenarierna som inkluderas i GenX (enbart mellan elområden) resulterar i cirka 10 kr/MWh högre systemkostnader, medan kostnader inom elområden lägger till cirka 16–17 kr/MWh kostnadsskillnad utöver detta. I de scenarier som har "i övrigt" samma input men antingen är teknikneutrala eller förnybara, så är kostnadsskillnaden (både i absoluta tal och relativt sätt) minst för modelleringar med mest optimistiska ingångsvärden.

För referensscenarierna med 6% kalkylränta, låga kostnadsnivåer och ingen SMR-teknik tillgänglig är kostnadsskillnaden som lägst, där kostnaden för scenario F-6 är ~40% högre än för TN-7. I det mest pessimistiska fallet så ökar skillnaderna i kostnader mellan teknikneutrala och förnybara system, och uppgår som mest till ~60% (mellan TN-4 och F-8).

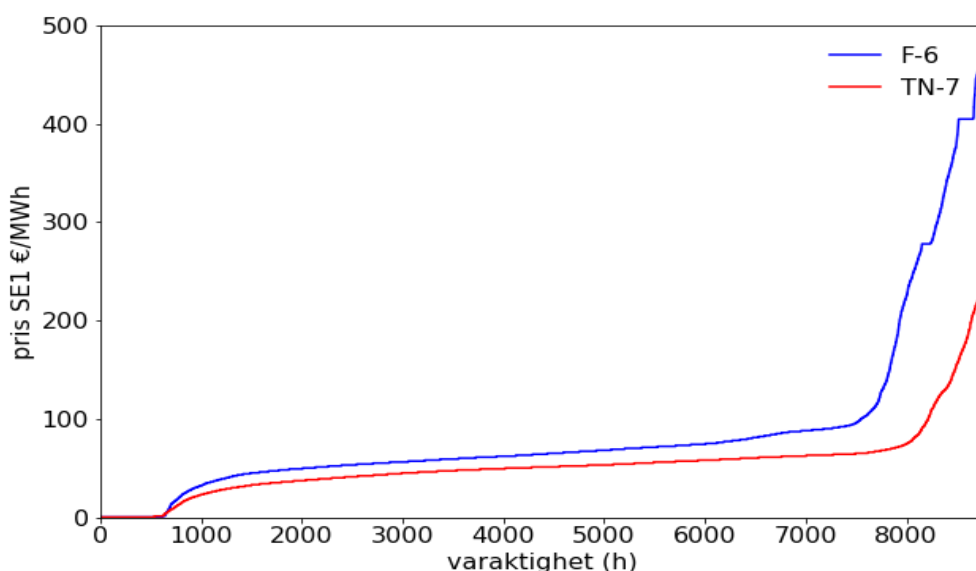
²⁸https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/rapporter/taize4_rapport_stodtjanster_webbpdf_1185904.html/Rapport_Stodtjanster_webb.pdf

5.3.2 Jämförelse och analys av elpriser

I detta kapitel görs en detaljerad analys och jämförelse av elpriserna för teknikneutrala och förnybara scenarion. Som utgångspunkt tas scenarierna TN-7 och F-6. Båda har fördelaktig kostnadsutveckling för såväl kärnkraft som sol- och vind-kraft. En jämförelse görs också med TN-4 där kärnkraft tillåts, men med en kostnadsutveckling som är mer pessimistisk än i TN-7. I Tabell 3 ges genomsnittliga elpriser för det modellerade året i de fyra olika elhandelsområdena i Sverige för de tre scenarierna för ett år med medeltillrinning i vattenkraften. Osäkerhetsintervallet som visas i tabellen representerar en känslighetsanalys för den prispåverkan som ett torrår respektive ett våtår har; $\pm 10\%$ i årlig vattenkraftsproduktion har antagits. Varaktighetskurvor för priserna i SE1 visas även i Figur 20. I TN-4 tillåts kärnkraft, men då den är dyrare att bygga än i TN-7 stannar utbyggnaden på en lägre nivå, och priserna hamnar mellan TN-7 och F-6. Prisnivåerna i Tabell 3 ska inte tolkas som en långsiktig prognos på genomsnittliga elpriser i Sverige utan bör istället främst användas för att jämföra relativa skillnader i elpriser mellan elområden samt mellan teknikneutrala och förnybara fall.

Tabell 3, Genomsnittliga elpriser €/MWh i olika scenarier (med 2018 som basår).

Zon	TN-7	F-6	TN-4
SE1	53 ± 9	86 ± 7	74 ± 10
SE2	53 ± 11	81 ± 6	69 ± 10
SE3	53 ± 12	83 ± 7	71 ± 9
SE4	53 ± 12	78 ± 6	69 ± 9



Figur 20, Varaktighetsdiagram för elpriser i SE1 för F-6 och TN-7.

Orsaken till de högre modellerade priserna är att F-6 i högre grad förlitar sig på väderberoende produktion. Denna produktion är korrelerad med väderberoende produktion i Sveriges grannländer. Exempelvis producerar solkraften samtidigt i hela regionen, och ett lågtryck som sveper över norra Europa kan ge kraftiga vindar i många närliggande regioner samtidigt. I genomsnitt kommer import, som sker då inhemsk väderberoende produktion är låg, också sammanfalla med låg väderberoende produktion i grannländer, och därmed uppstår en gemensam bristsituation. Priserna höjs då kraftverk med höga marginalpriser som biogas och vätgasturbiner behövs i systemet och vattenkraft kopplade till magasin lägger högre bud. I genomsnitt är kostnaden för importerad el i F-6 ca 80 €/MWh och priset för exporterad ca 60 €/MWh. Med en handelsvolym i detta fall på cirka 50 TWh (30 TWh import, 20 TWh export) så utgör därmed handeln en nettokostnad för Sverige som helhet på ungefär 1 miljard kr i månaden.

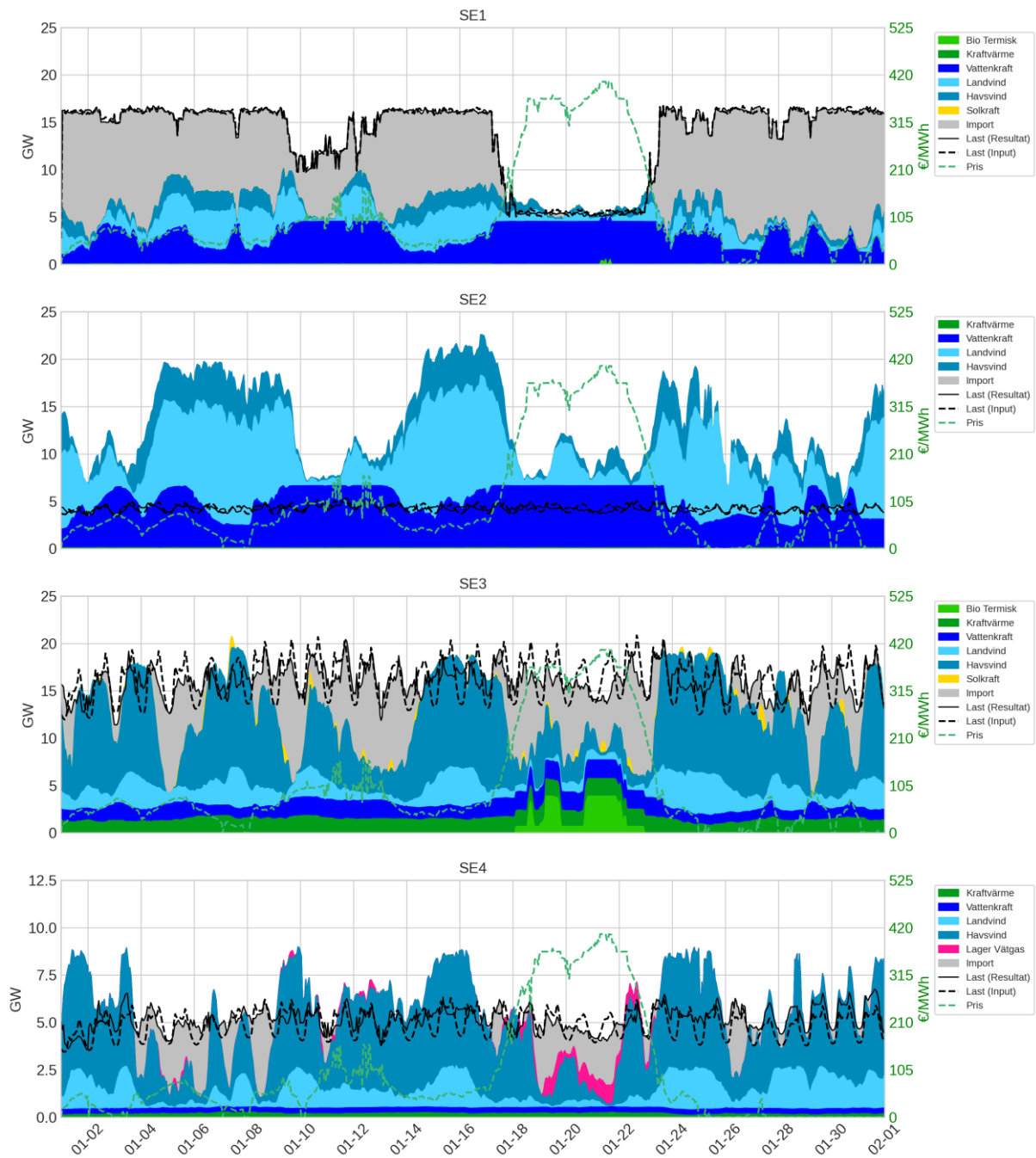
Ett annat sätt att se det är att i F-6 byggs ett elsystem som importerar planerbarhet från grannländerna. Kostnaden för detta hamnar då på de rörliga elpriserna, snarare än på de investeringskostnader som redovisas i Figur 19. Alternativet hade varit att planerbarhet, i form av mer biokraft, batterier eller vätgaslagring, byggts inhemskt i Sverige. Då hade kostnaden hamnat direkt i Figur 19 i stället. Det har inte gjorts då detta enligt GenX optimering hade gett en högre kostnad än alternativet med import.

För det teknikneutrala scenariot är situationen däremot den omvända. Större tillgång till planerbar kraft gör att import främst sker då priserna är låga, snarare än vid situationer med låg inhemsk produktion. I genomsnitt kostar importerad el i TN-7 ca 40 €/MWh och exporterad el säljs för ca 60 €/MWh. Med en handelsvolym i detta fall på cirka 38 TWh (21 TWh import, 17 TWh export) så utgör därmed handeln en nettoinkomst för Sverige som helhet på ungefär 1.5 miljarder kr per år. Detta kan ses som att elsystemet i TN-7 exporterar planerbarhet till grannländerna. Man skulle kunna argumentera för att modellen därmed byggt ut för lite produktion i F-6. De genomsnittliga elpriserna i Tabell 3 ligger över gränsen för lönsamhet för såväl landbaserad som havsbaserad vindkraft. Landbaserad vindkraft byggs dock redan ut till max-kapaciteten i hela Sverige i F-6, och havsbaserad vindkraft byggs ut till max i SE1 och SE2. Det öppnar i alla fall för ett utrymme till mer havsbaserad vindkraft i SE3 och SE4. Optimeringen i GenX har dock inte byggt ut ytterligare havsbaserad vind då intjäningspotentialen för detta kraftslag faller under de genomsnittliga priserna. Utbyggnaden av havsbaserad vindkraft i scenario F-6 gör att dess värdefaktor (det elpris den erhåller jämfört med genomsnittligt pris) ligger på 0.7 (alltså 30 % lägre pris än snittet) i SE4, vilket fortfarande ger lönsamhet i produktionen med de antaganden som gjorts. Ytterligare utbyggnad, som sänker värdefaktorn ytterligare, blir dock inte längre lönsam, varför GenX avbryter expansionen där. I en känslighetsanalys har påverkan från en fortsatt utbyggnad studerats. I ett extremscenario har havsbaserad vindkraft byggts ut till sin maxkapacitet i hela Sverige. Det genomsnittliga elpriset sjunker då till 48 €/MWh i SE1 och till 34 €/MWh i SE4.

Intjäningspotentialen för havsbaserad vind sjunker då ända ner till 22 €/MWh, vilket inte är högt nog för att ge avkastning till investerare utan subventioner.

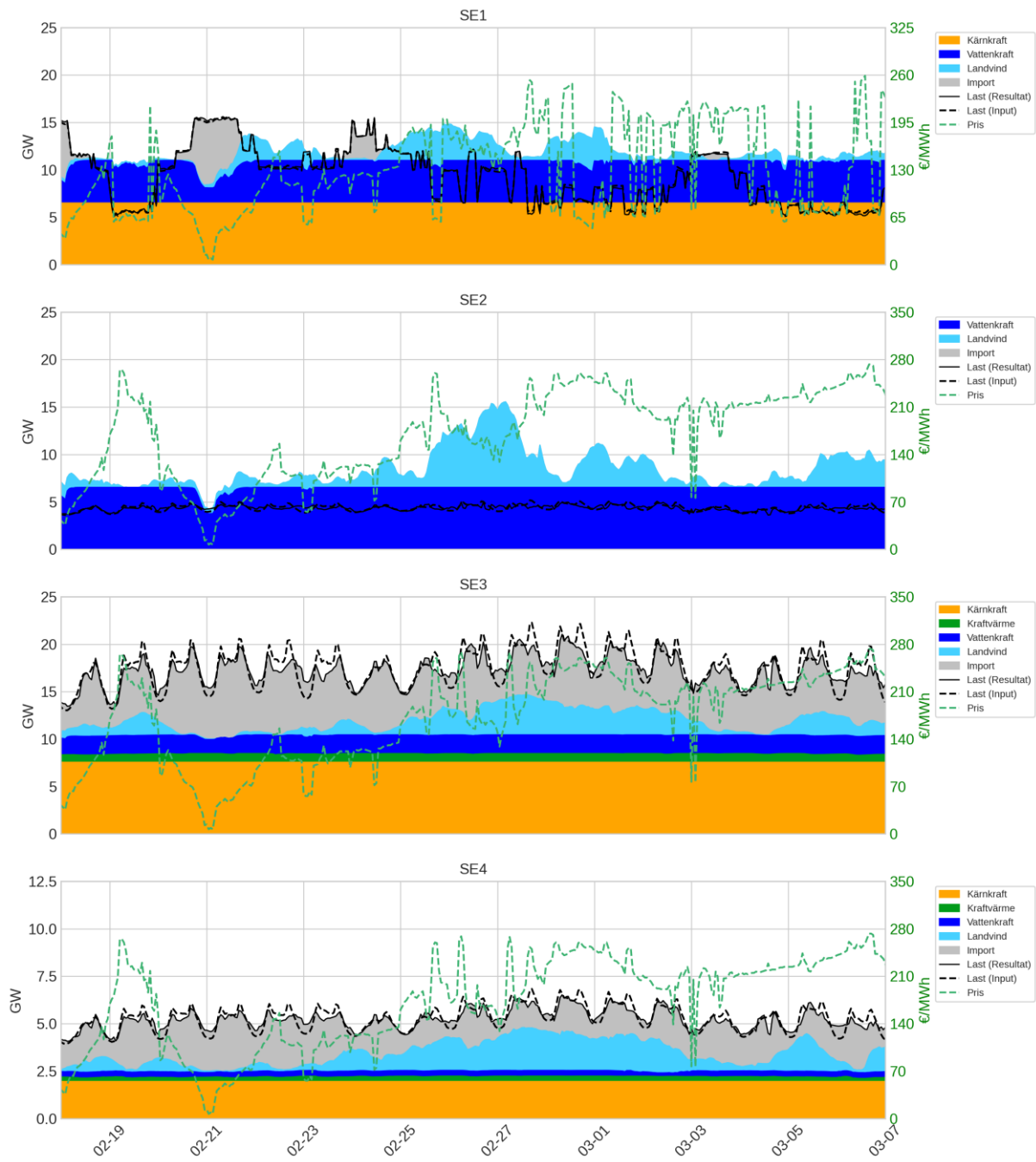
I Figur 21-Figur 24 visas exempel på hur kraftsystemet i de svenska handelsområdena fungerar under januari respektive juni för det modellerade året. Övriga områden utanför Sverige är undantagna från figuren av utrymmesskäl. De har dock modellerats till samma noggrannhet. Några förlopp kan vara värda att kommentera i mer detalj.

I SE1 domineras lasten av flexibel industri. Under januari inträffar två toppar i elpriset som har sitt ursprung i svag vindproduktion i en stor del av det modellerade nordeuropeiska kraftsystemet. Den flexibla industrilasten reglerar ner till minimum-nivå under dessa toppar. I det förnybara scenariot kan man även se att industrilasten också planerar mer aktivt mot variationerna i vindkraftsproduktionen i Sverige. I SE3 aktiveras topp-produktionen i form av bio-gasturbiner under pristopparna, och i SE4 förbränner gasturbiner lagrad vätgas. Under sommarperioden reglerar den flexibla industrilasten med kortare tidsintervall.

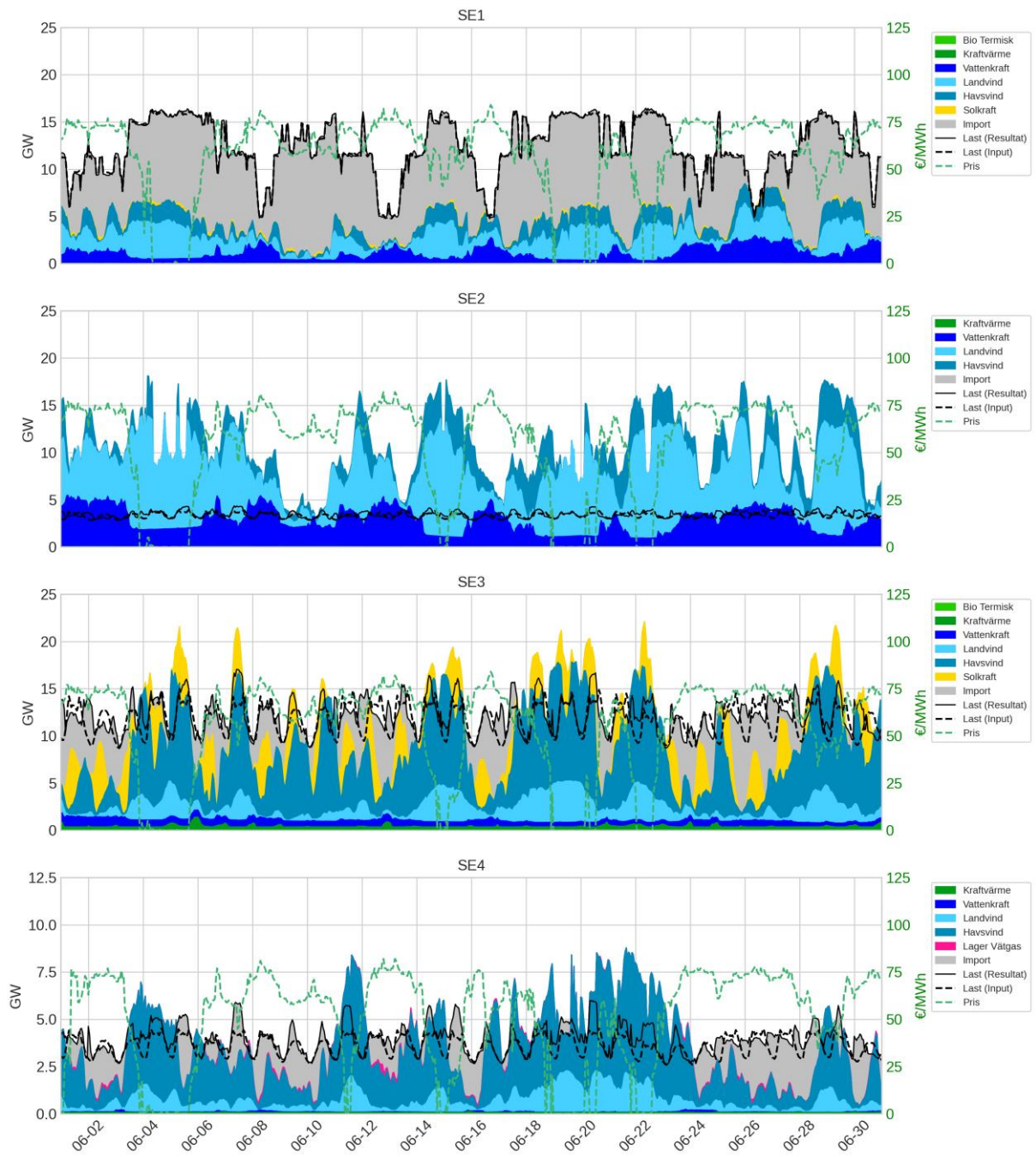


Figur 21, Produktionen i de svenska elhandelsområdena under en vinterperiod i F-6²⁹

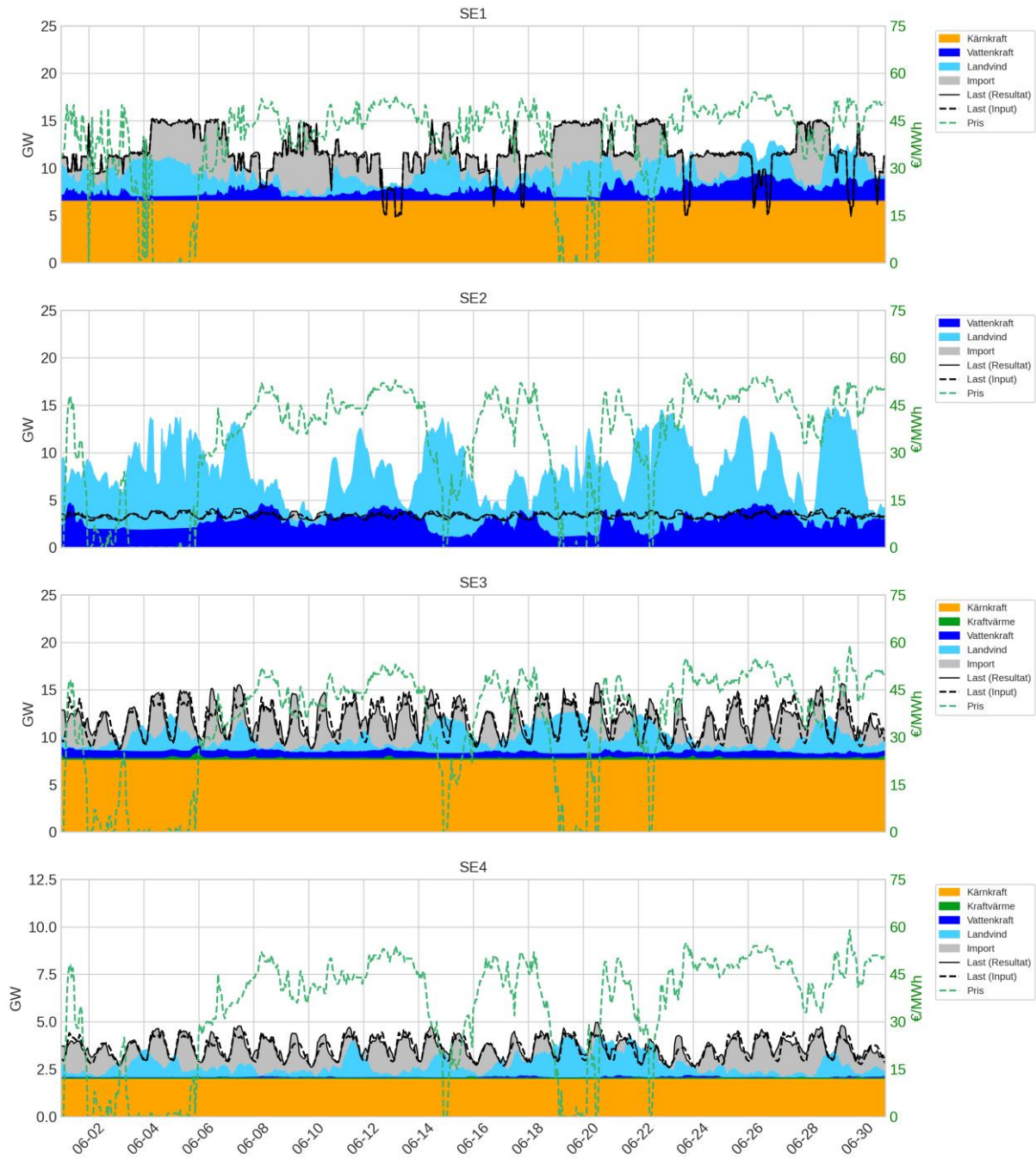
²⁹ Skillnaden mellan Last (Resultat) och Last (Input) illustrerar konsumenternas flexibilitet. I elområde SE1 beräknas denna flexibilitet i ett externt verktyg (OptiL) och därför visas enbart Last (Resultat). Last (Input) i elområde SE1, innan flexibilitet, är i praktiken i samtliga fallen i Figur 21-Figur 24 en nästan rak linje på strax över 11 GW.



Figur 22, Produktionen i de svenska elhandelsområdena under en vinterperiod i TN-7.



Figur 23, Produktionen i de svenska elhandelsområdena under en sommarperiod i F-6.



Figur 24, Produktionen i de svenska elhandelsområdena under en sommarperiod i TN-7.

5.4 Relativ konkurrenskraft och internationell elhandel

Med nuvarande upplägg på elmarknaden kan ett område (eller land) enbart etablera en relativ konkurrensfördel med lägre elpriser än andra områden eller länder genom att fullt ut belasta flaskhalsar för export. I alla situationer förutom då exporten ut ur något elområde når sin kapacitetsgräns, så delar intilliggande områden samma elpris. Det är irrelevant för elpriserna vilket område som exporterar eller importerar el om överföringskapaciteten inte används fullt ut. I en hypotetisk framtida situation då alla flaskhalsar för överföring av el har byggts bort i Europa så kommer samtliga områden därför uppleva exakt samma marknadspriser på el, helt oavsett hur produktionssystemet är uppbyggt inom ett specifikt lands eller elområdes gränser. Om Sverige vill bibehålla en konkurrensfördel med lägre elpriser än resten av EU så måste den ökade kraftproduktionen hålla högre utbyggnadstakt relativt inhemsk konsumtion än expansionen av internationell överföringskapacitet, framförallt söderut & österut. Detta är en delikat balans att upprätthålla, där en enda ny kabel till grannländer som byggs för relativt låg kostnad kan ha en dramatisk påverkan på elpriser. Det är också speciellt komplicerande för en optimeringsanalys eftersom det möjliggör en divergens i kopplingen mellan systemkostnader och elpriser. Kraftsystemen i till exempel Tyskland, Finland, Baltikum och Polen uppvisar högre grundkostnader än Sverige både idag och i den modellerade framtiden för teknikneutrala system. Det beror delvis på sämre naturliga förutsättningar (t.ex. mindre vattenkraft) men även, speciellt i fallet med Tyskland, på stora politiska avsteg från teknikneutralitet som dramatiskt ökar svårigheter och kostnader där framöver. I en renodlad kostnadsoptimering så minskar de totala systemkostnaderna vid en högre överföringskapacitet till omkringliggande kraftsystem. Detta tar bort en begränsning för systemet och möjliggör en mer effektiv handel. Samtidigt som kostnader minskar så minskar även de genomsnittliga elpriserna över hela området som är med i analysen, men elpriserna kan samtidigt öka dramatiskt lokalt genom detta.

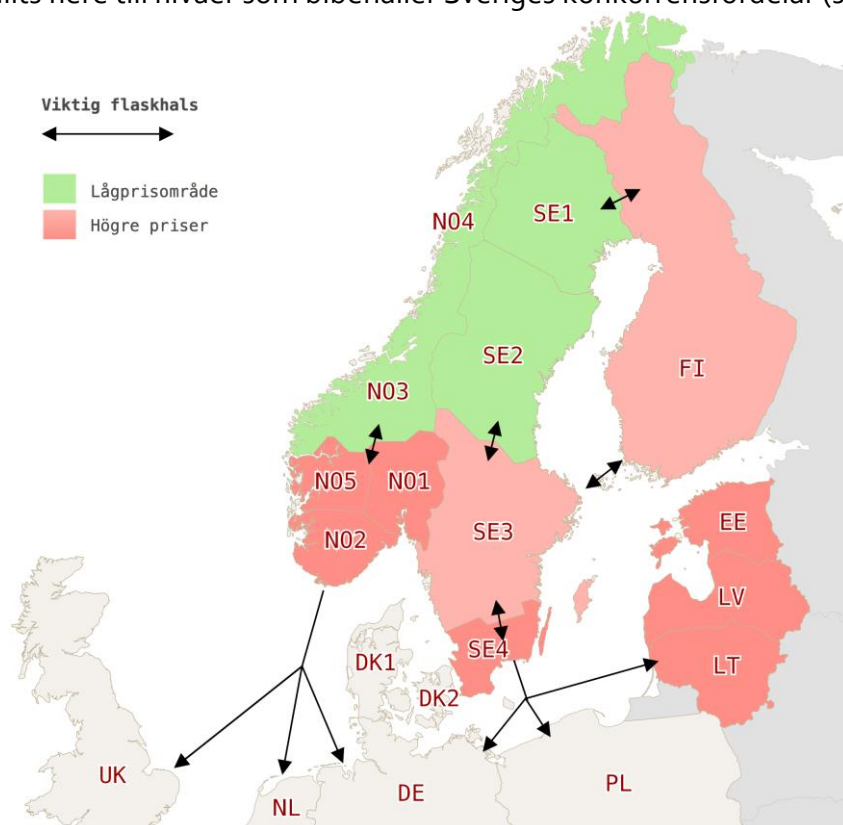
En förstärkt överföringskapacitet mellan till exempel Sverige och Tyskland får alltså som effekt att:

1. Systemkostnader i en renodlad kostnadsoptimering för Sverige minskar
2. Volymviktade elpriser i det samlade området Sverige + Tyskland minskar
3. Elpriser i Tyskland minskar medan elpriser i Sverige ökar
4. Intäkter för kraftproducenter och utgifter för elkonsumenter i Sverige ökar, och motsatt förhållande gäller i Tyskland

Ambitionen i denna studie är att underlaget ska användas för att *Sverige* ska kunna övergå till ett fossilfritt samhälle med bästa möjliga konkurrenskraft för den *svenska* ekonomin. Det är i många fall fördelaktigt för elprisinivån i Sverige att vara försiktig kring att öka överföringskapaciteten på internationella förbindelser. De enda internationella förstärkningar som utan tvekan har en positiv (elprissänkande) inverkan för konsumenter i Sverige på lång sikt är en ökad kapacitet mellan Norges elområden NO₃ och NO₄ och de

svenska elområdena SE1, SE2 och SE3. Detta givet att de existerande norska flaskhalsarna NO5-NO3 och NO1-NO3 inte byggs bort.

Då en ökad överföringskapacitet mot områden med högre priser minskar sannolikheten för inlåsning av produktion och därmed lägre elpriser i Sverige så ökar kraftbolagens intäkter medan konsumenternas kostnader ökar. Med en ekonomisk analys som inte sträcker sig längre än just denna dynamik kan det därför ses som motiverat att öka kapaciteten, då kraftbolagens vinster kan överstiga elanvändarnas förluster i första led. Det som ofta saknas i en sådan summering är det faktum att analyser för investeringar inom näringslivet (både nya och reinvesteringar) beaktar förväntade elpriser vid val av förläggning. En stor bidragande faktor till att till exempel Norrbotten (i Sveriges elområde SE1, se Figur 25) lockar till sig enorma industriprojekt är det faktum att flaskhalsar hittills har låst in lägre elpriser i området än i övriga Europa. Sannolikheten för uteblivna i Sverige på grund av eroderade konkurrensfördelar vad gäller elpriser bör också vägas in när projekt för ny internationell överföringskapacitet föreslås. De negativa lokala effekter som ökad handelskapacitet kan ha för konsumenter och investeringar i Sverige måste då vägas mot möjligheterna för ökade intäkter för kraftbolagen, minskade totala utsläpp av växthusgaser och principer kring fri och ökande handel generellt. Expansionen av internationella överföringskapaciteterna i denna studie har hållits nere till nivåer som bibehåller Sveriges konkurrensfördelar (se Figur 14).



Figur 25, Några viktiga flaskhalsar och generella prisbilder 2022

5.5 Flexibilitet för vätgasbaserad järnsvampsproduktion

Modelleringen inkluderar också dimensionering av den vätgasbaserade järnsvampsproduktionen med verktyget OptiL. Dimensionering inkluderar anläggningens elektrolysoverkapacitet och lagerstorlek. Det är inte möjligt att i denna rapport offentligt återge detaljerade ingångsvärden och resultat som relaterar till nuvarande utvecklingsarbete inom industrin med hjälp av OptiL. Eftersom dessa investeringar ligger på konsumentens sida (och inte som del av kraftsystemet) är de inte i sig av vikt för studiens resultat förutom den nivå av flexibilitet i konsumtionen av elektricitet som de resulterar i. För denna studie har ingångsvärdena i OptiL, framförallt antaganden kring investeringskostnader för lager, elektrolyskapacitet och vätgaskompressorer, justerats så att en mycket hög grad av flexibilitet byggs in i samtliga modellerade system. Den resulterande nivån av flexibilitet ligger över referensscenarier inom industrin i dagsläget, som inte baseras på en simulering under ett väderår som i denna studie utan från en statistisk analys av tusentals olika simuleringar (för antagna kraftsystem utan någon investeringsoptimering i kraftsystemet i sig). Motiveringen för den höga flexibiliteten i denna studie är att det från tidigare scenarieanalyser kvarstod en osäkerhet kring i vilken grad en hög eller mycket hög nivå av flexibilitet inom tillkommande last skulle påverka skillnaderna i kostnader och elpriser mellan teknikneutrala och helt förnybara system. Den genomsnittliga flexibiliteten som användes i denna studie visas i Tabell 4.

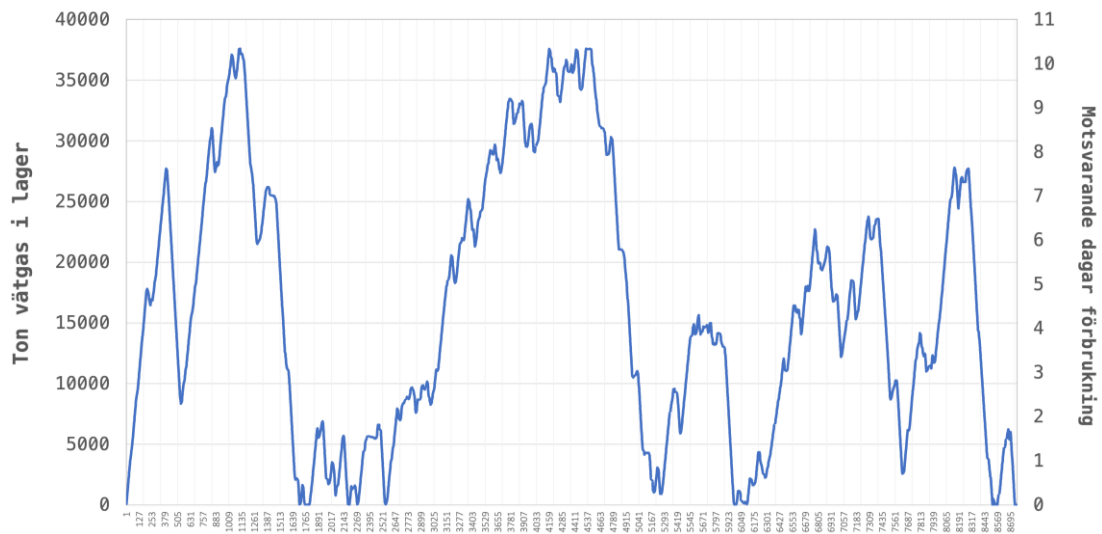
Tabell 4, Genomsnittlig modellerad flexibilitet i vätgasbaserad järnsvampstillverkning

Parameter	Förnybara fall	Teknikneutrala fall
Överkapacitet elektrolyt	160%	140%
Storlek vätgaslager	11 dagar	9 dagar

Det lönar sig i både TN- och F-scenarier att bygga ett stort lager för att överbrygga längre perioder av höga priser eftersom det enligt ingångsvärdena är relativt billigt att investera i den lagerkapacitet som möjliggör detta. Storleken på lagret står i direkt relation till överkapaciteten i elektrolyt, där mer av den ena förutsätter mer av den andra för en effektiv kombination. I den här studien härrör behoven från situationer liknande den som illustreras i Figur 21 och Figur 22 ovan. I mitten av januari inträffar en situation med låg vindkraftsproduktion i hela det simulerade systemet, vilket leder till höga priser överallt. Sådana perioder kan för den modellerade perioden vara i bortåt 200 timmar, eller ca en vecka³⁰. En liknande period uppstår även i mitten av juli under det modellerade året. Det är i de modellerade scenarierna till stor del problemen med elförsörjningen i Tyskland som

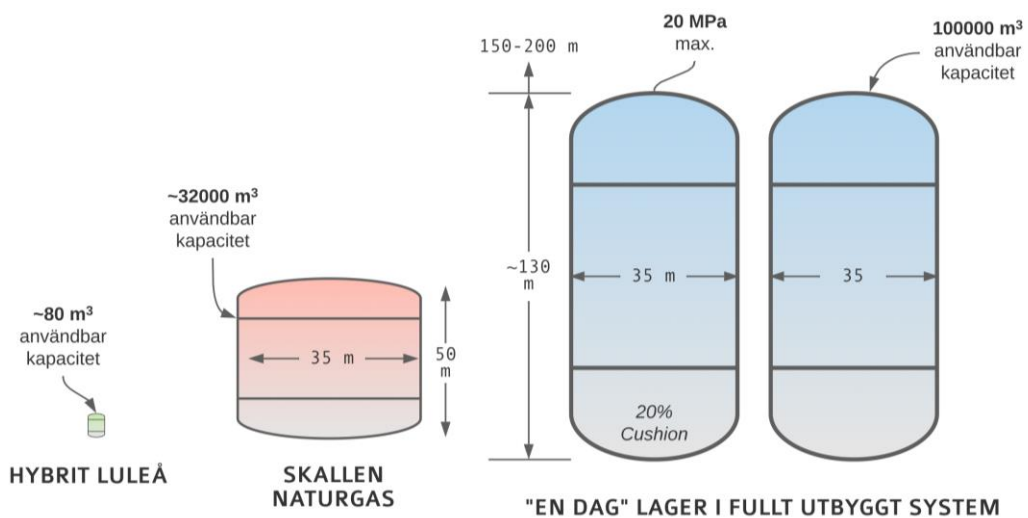
³⁰ Betydligt längre perioder kan givetvis uppstå då man analyserar längre perioder av väder än enbart ett år (i detta fall 2018).

orsakar stora lagringsbehov för vätgasset i Sverige³¹. Figur 26 visar det timvisa modellerade inventariet av vätgas över ett modellerat år i fallet F6.



Figur 26, Exempel på lager-inventarie av vätgas i F-6 (160 % elektrolyskapacitet)

Då Sverige saknar lämpliga inhemska naturliga storskaliga platser för lagring av trycksatt gas, så har gaslager utvecklats enligt principen "lined rock cavern" (LRC). Anläggningen "Skallen", en storskalig sanläggning för LRC-lagring av naturgas byggdes år 2002 i Kvibille norr om Halmstad. Skallen har en totalvolym på 40 000 kubikmeter och klarar ett lagringstryck för naturgas på 200 bar. HYBRIT-projektet tar under sommaren 2022 i drift ett mindre LRC-lager för vätgas i Svartöberget i Luleå. Figur 27 visar storleken på "en dag" lager för vätgas år 2050 jämfört med de LRC-anläggningar som existerar idag för perspektiv.

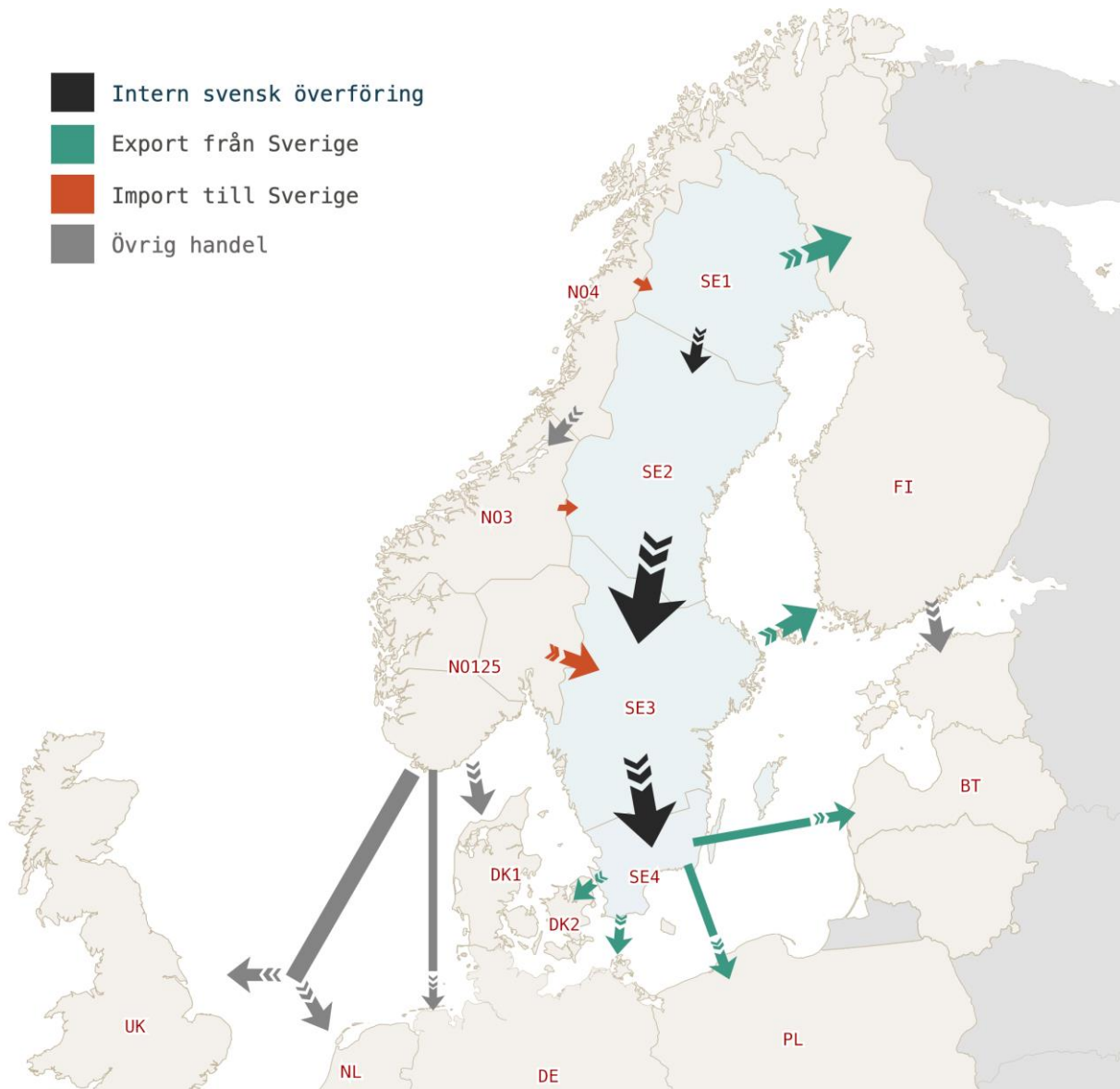


Figur 27, Storlek på LRC-lager och "en dag" lagringskapacitet år 2050

³¹ Om den tyska industrin därför istället antas vara mer flexibel i sin elanvändning än med nuvarande antaganden, så blir lagerbehoven betydligt mindre för vätgas i den svenska järn & stålindustrin. Känslighetsanalys kring detta bör utföras i framtida modellering.

5.6 Flöden och ny kapacitet i transmissionsnäten

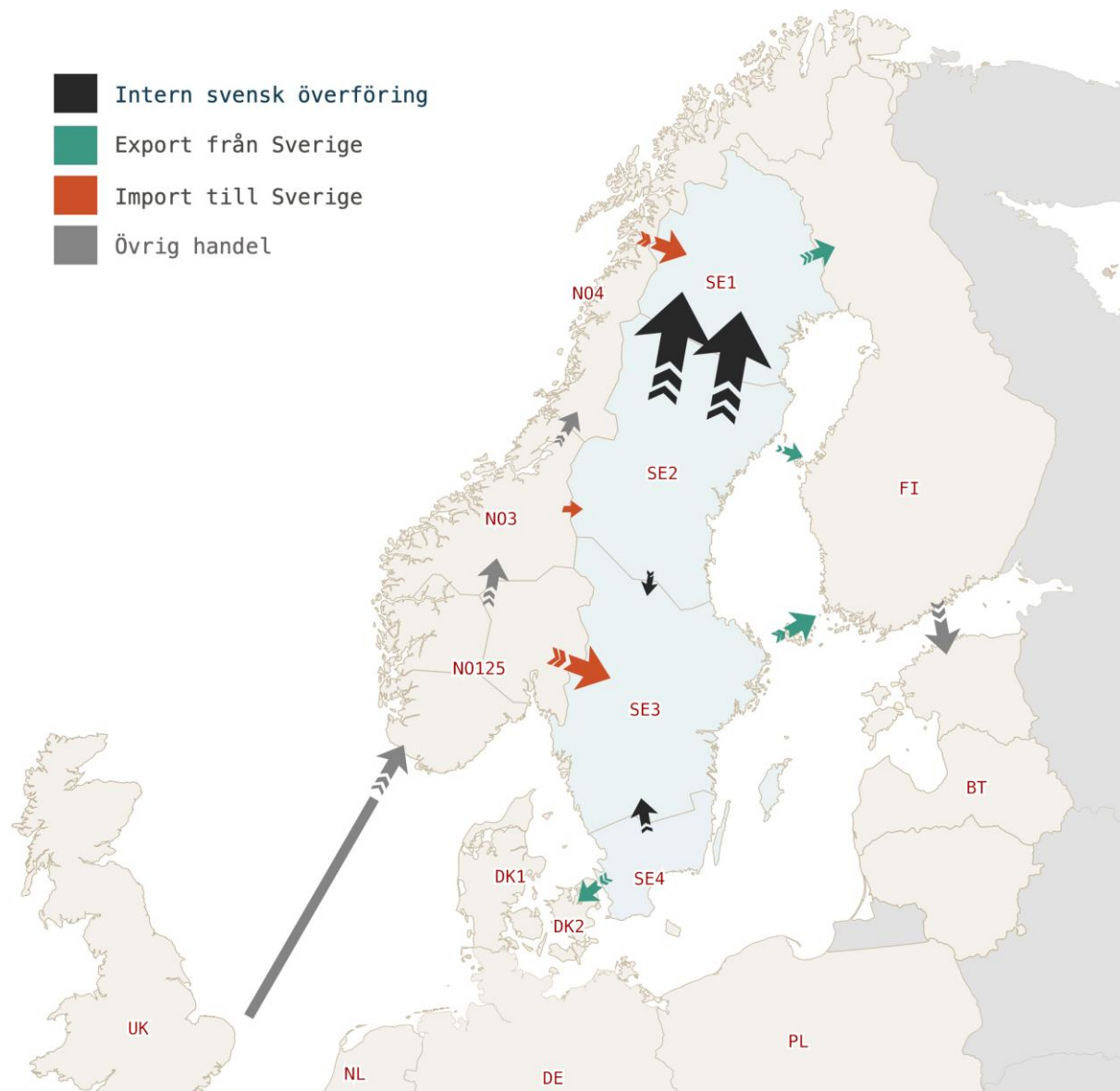
I kontrast till tidigare studier indikerar nuvarande optimering ett signifikant behov av ökad överföringskapacitet för snitt 1 för alla F scenarier, trots att transmissionsnäten i Sveriges närområde redan erhållit en betydande förstärkning. Ledningen SE1 > SE2 utökas från 3300 MW till 8000-10000 MW i F scenarierna. I de teknikneutrala scenarierna byggs snitt 1 endast ut i TN-4 och TN-10 med i medel 1000 MW. Flödena i systemet, som idag går söder och österut genom och från Sverige (se Figur 28), förändras i samtliga scenarier.



Figur 28, Nuvarande nettoflöden av elektricitet på årsbasis

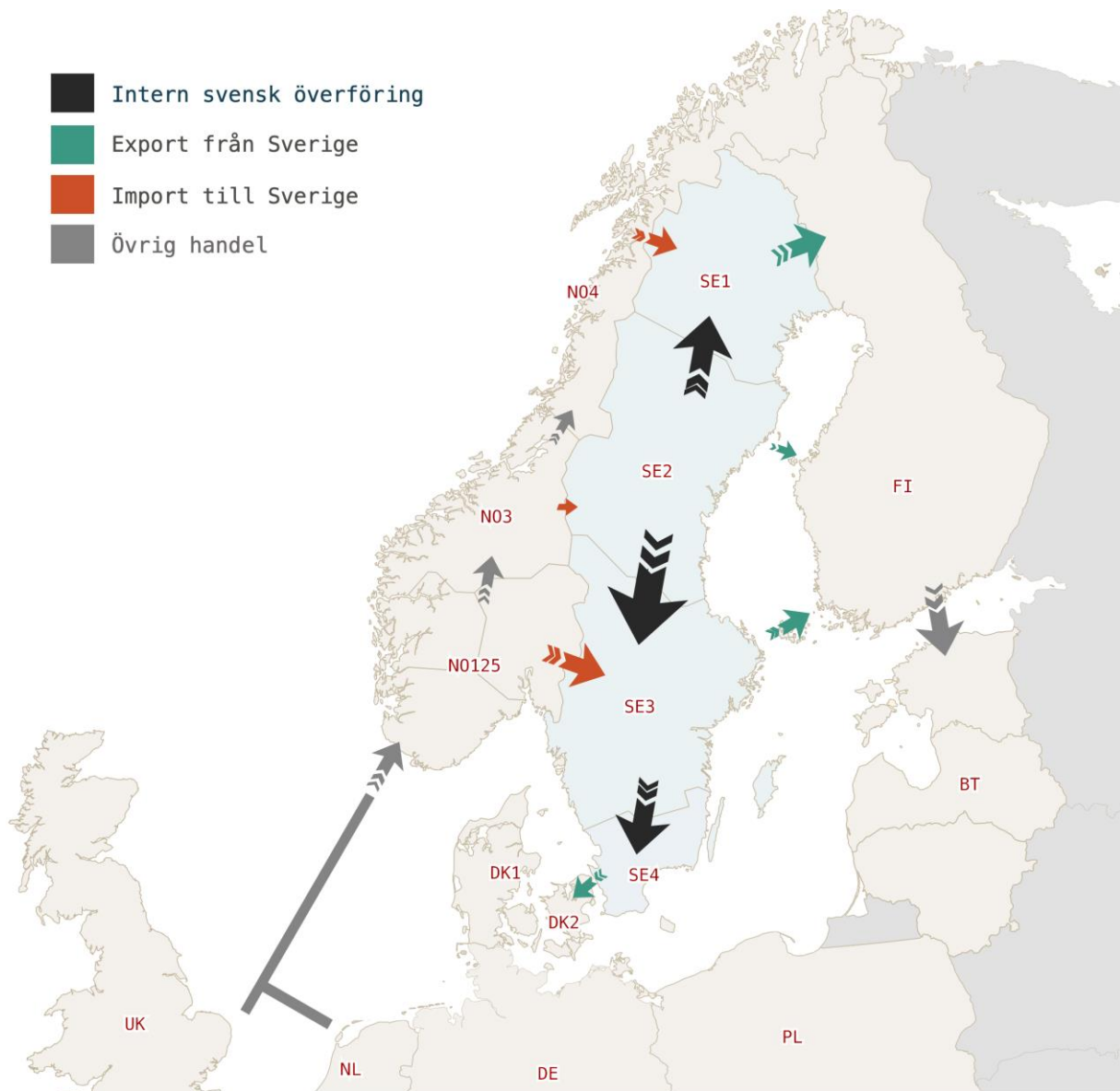
Samtliga system år 2050 bibehåller fortfarande det generella nettoflödet från väster till öster i Norden (Norge->Sverige->Finland), men nord-syd flödet byter delvis håll. I helt förnybara scenarier så blir det största nettoflödet nu istället norrut från SE2 till SE1. Figur 29 visar nettoflöden över året i scenario F7 (enbart nettoflöden större än 3 TWh/år visas i figuren). SE1

importerar i detta scenario cirka 42 TWh/år från SE2, och balansen förstärks ytterligare av 9 TWh/år import från NO4.



Figur 29, Netto-flöden i scenario F7 (endast nettoflöden över 3 TWh/år visas)

Nettoflöden i teknikneutrala scenarier liknar dagens situation, med fortsatt nettoexport söderut över Snitt 2 (SE2 till SE3) och Snitt 3 (SE3 till SE4). Däremot har flödet längst i norr över Snitt 1 bytt riktning (SE2 till SE1) även här, med en mindre nettoexport om cirka 15 TWh/år. Figur 30 visar flödena i scenario TN-7.



Figur 30, Netto-flöden i scenario TN-7 (endast nettoflöden över 3 TWh/år visas)

5.7 Elnätsbehovsanalys i olika scenarier

5.7.1 Behov på grund av ny landbaserad vindkraft, kärnkraft & solkraft

I samtliga fall tillkommer den maximalt tillåtna mängden landbaserad vindkraft, som byggs ut till en produktionskapacitet på strax över 80 TWh/år under ett normalvindår. När det gäller den tillkommande landvinden i SE₁, SE₃ och SE₄ så är den tillkommande effektstorleken sådan att man kan förutsätta att den kan hanteras inom respektive elområde utan nämnvärda större förstärkningar av transmissionsnätet. Inom SE₂ tillkommer i samtliga modelleringsfall så pass mycket landbaserad vindkraft att förstärkningar kommer att behövas. Den tillkommande kapaciteten är dock utspridd över mycket stort område och det råder osäkerhet kring exakt var den kommer in, vilket gör det svårt att utföra en detaljerad behovsanalys i dagsläget. I vissa helt förnybara scenarier installeras upp till 10 GW solkraft inom SE₃ och ytterligare några GW inom SE₄. Här gör vi antagandet att denna kapacitet främst kommer att anslutas på upp till 130 kV nivå eller lägre spänning och att denna produktion främst kommer förbrukas relativt lokalt, utan större förstärkningsbehov i stamnäten i övrigt. Kärnkraften tillkommer lokalt i anslutning eller i närområdet till större existerande och nya uttag (till exempel för järn & stål i SE₁) och tillför därför mycket begränsade nya nätbehov.

5.7.2 Havsbaserad vindkraft i södra Sverige – Elområde SE₃ & SE₄

I helt förnybara fall ska sammanlagt upp till 26 GW havsbaserad vindkraft anslutas i södra Sverige, till anslutningspunkter inom SE₃ och SE₄, med en sannolikt optimal fördelning om 2/3 i SE₃ (17 GW) och 1/3 i SE₄ (9 GW). Inom SE₄ kan idag upp till cirka 3 GW tas emot i befintliga stationer där existerande större kraftverk har avvecklats (Barsebäck, Karlshamn & Öresundsverket) med relativt begränsade förstärkningar utöver ledningar/kablar från parkerna in till land³².

Tabell 5, Möjliga anslutningspunkter för havsbaserad vindkraft i SE₄

Station/Anslutningspunkt	Kapacitet
Sege/Arrie (Öresundsverket)	500 MW
Karlshamn/Hemsjö (2 block i Karlshamn)	1000 MW
Barsebäck	1500 MW
Summa	3000 MW

Med grovt räknat cirka 1.5 GW minimal kustnära konsumtion i SE₄ så måste upp till 7.5 GW kunna föras 5–10 mil in i landet genom förstärkningar av 5 stycken nya 400 kV ledningar för att ta effekten "in i" SE₄ från existerande kustnära stationer för vidare fördelning inom

³² Kostnaden för detta antas dock redan vara "inbakad" i de 19 000 kr/kW som är den modellerade investeringskostnaden för havsbaserad vindkraft i studien.

elområdet. Den totala nya ledningssträckan på land blir därför cirka $5 * 75 = 375$ km, till en kostnad om cirka 6 miljarder kr.

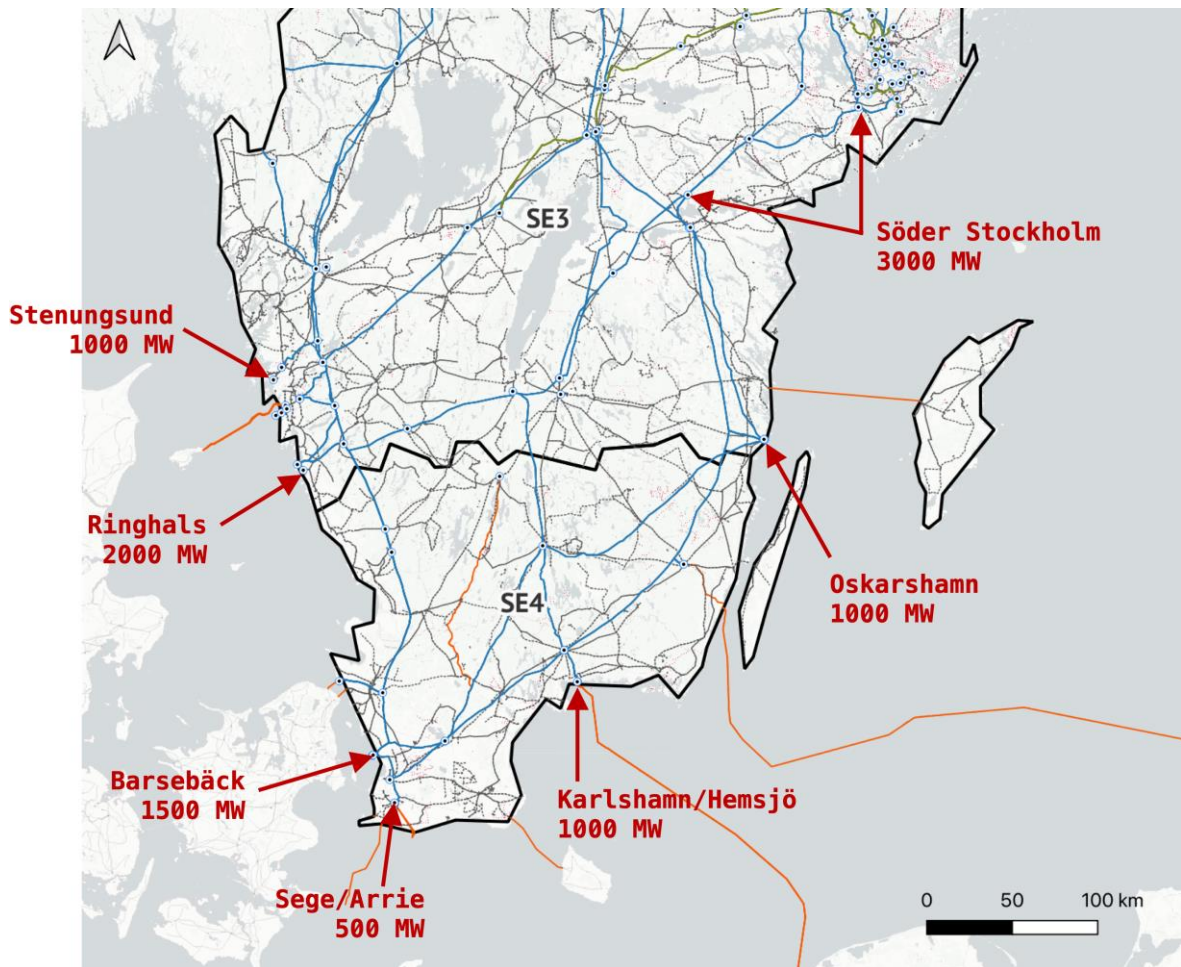
Den existerande "grundmodellerade" överföringskapaciteten ut ur SE₄ är cirka 7 GW, varav 3.2 GW är internt inom Sverige (till SE₃) och resterande är förbindelser för export. SE₄, som idag är ett underskottsområde (-17 TWh/år), absorberar själv majoriteten av den tillkommande kraften, medan flödet över snitt 3 (i genomsnitt) byter riktning och SE₄ netto-exporterar till SE₃ år 2050. I de flesta scenarion krävs därför ingen förstärkning över snitt 3, men då detta behövs kan överföringskapaciteten norrut över Snitt 3 (idag 3.2 GW) förstärkas till att motsvara överkapaciteten söderut (på 6.8 GW) med förstärkningar i systemet men utan behov av nya ledningar.

Inom SE₃ så har ett antal större kraftverk lagts ner (och mer planeras för nedläggning innan 2050), vilket öppnar upp ledig kapacitet för att ansluta havsbaserad vindkraft i existerande system. En sammanställning av nuvarande möjligheter ges i Tabell 6.

Tabell 6, Möjliga anslutningspunkter för havsbaserad vindkraft i SE₃

Station/Anslutningspunkt	Kapacitet
Stenungsund	1000 MW
Ringhals (R ₁ + R ₂)	2000 MW
Simpevarp (O ₁ + O ₂)	1000 MW
Området från Linköping till Stockholm (Stationer Glan & Hall)	3000 MW
Summa	7000 MW

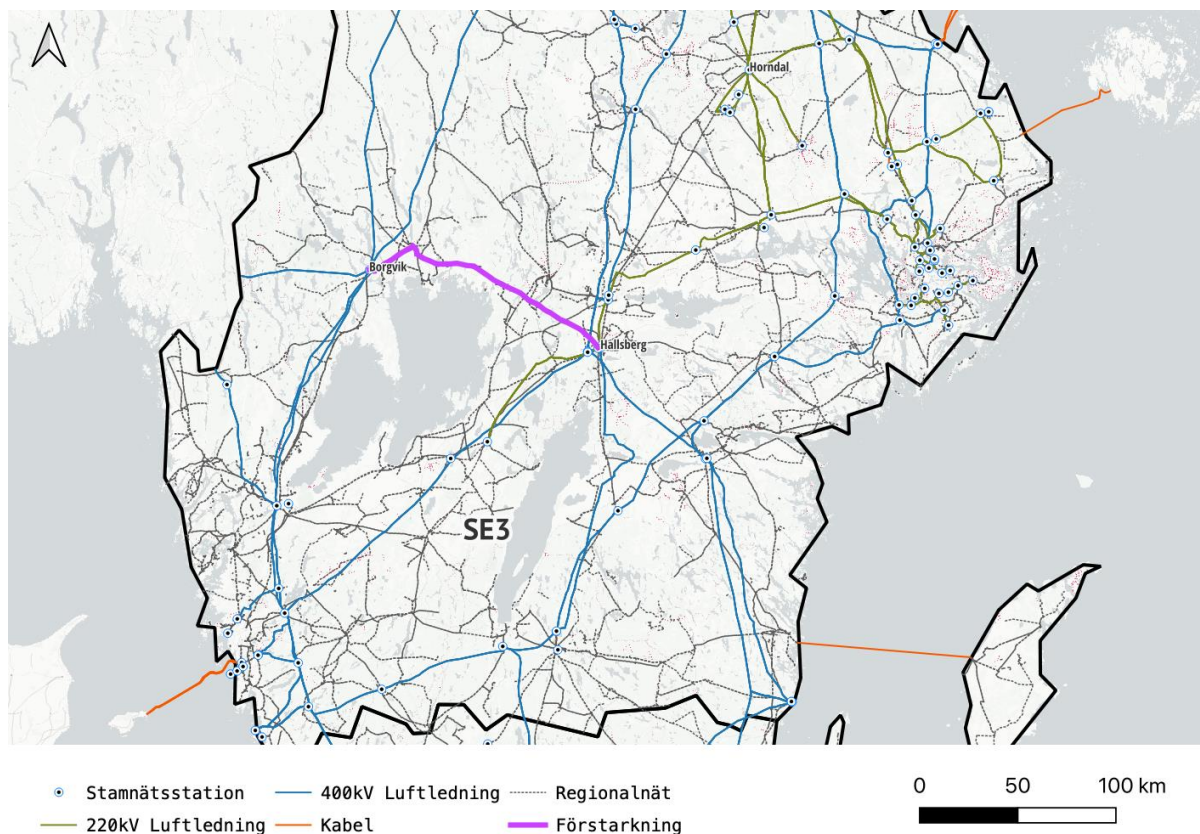
I helt förnybara fall så kommer även kvarvarande kärnkraftsreaktorer i SE₃ att tas ur drift, vilket år 2050 öppnar för möjligheter utöver de som listas i Tabell 6. Det handlar i nätkapacitet om Ringhals 3 & 4 (+2000 MW), Oskarshamn 3 (+1400 MW) och Forsmark 1–3 (+3300 MW). Det mest sannolika scenariot för den existerande kärnkraften även i ett helt förnybart fall är att reaktorerna kör ut sin nuvarande ekonomiska drifttid utan större reinvesteringar, vilket är i genomsnitt 60 år. Dessa anläggningar är därför igång fram till mitten av 2040-talet. Den absoluta majoriteten av behovet för ny havsbaserad vindkraft kommer inte att kunna "vänta" på öppningar i anslutningskapacitet till perioden efter 2045, varför situationen i Tabell 6 är mer rättvisande som startpunkt för analys av behoven av nätförstärkningar.



Figur 31, Möjlig anslutning av havsbaserad vindkraft i södra Sverige

På västkusten kan upp till 3 GW tas emot (i Stenungsund och Ringhals) av de cirka 7 GW ny kapacitet som kan komma in från havet i området. På grund av de relativt höga kustnära effektuttagen (till exempel i Göteborgsområdet) så behövs relativt korta förstärkningsledningar in på land. Antaganden här är tre 50 km långa 400 kV-ledningar, alltså 150 km ledning till en kostnad 2.25 miljarder kr. På östkusten kan i utgångsläget upp till cirka 4 GW tas emot av totalt cirka 9 GW inkommande effekt från havet i området. Förstärkningar om fyra 400 kV ledningar med en snittlängd på 75 km antas behövas på land. Sammanlagt 300 km ledning till en kostnad om 4.5 miljarder kr.

Inga förstärkningar utöver de som redan inkluderas som grundförutsättning i modelleringen krävs över Snitt 2 (SE2-SE3). Det befintliga 400 kV systemet i nord-sydlig riktning är byggt för att kunna få ner vattenkraft söderut till de större uttagen, och ledningssystemen möts söder Vänern. I de modellerade scenarierna kommer det bli ett inmatningstryck från öster och för att kunna nyttja snittkapaciteten norrut så lär det bli nödvändigt att skapa en tvärförbindelse från Hallsberg till Borgvik, en sträcka på 150 km och till en kostnad på cirka 2.25 miljarder kr.



Figur 32, Rekommenderad öst-väst förstärkning inom SE3

5.7.3 Uttag & havsbaserad vindkraft i norra Sverige – Elområde SE1 & SE2

Tänkta lokaliseringar av havsbaserad vindkraft inom SE2 handlar främst om områden utanför Hälsingland, det vill säga söder om Ångermanälven. Rent praktiskt kan cirka 2.1 GW ny kapacitet anslutas till befintliga ledningar en bit in i landet med en snittlängd på 75 km. Återstående effekt, upp till cirka 2.7 GW i modelleringen, måste transporteras norrut på nya ledningar upp till i höjd med Kilforsen. Sammanlagt rör det sig om två 400 kV ledningar a 300 km, alltså 600 km ledning till en kostnad på ungefär 9 miljarder kr.

Den största utmaningen på elnätssidan i helt förnybara modelleringsfall blir att energimässigt förbinda elområde SE2 och SE1 för att skicka stora mängder energi norrut (detta diskuteras även i kapitel 2.5). Detta kan antingen göras enbart med förstärkt elnätskapacitet eller med en kombination av förstärkt elnätskapacitet samt pipelines för transport av vätgas. Snitt 1, som idag kan belastas med 3.3 GW, måste expanderas för att kunna hantera 7–11 GW, vilket innebär ytterligare sex till åtta nya 400 kV ledningar. Ledningslängder varierar i spannet 300 – 500 km beroende på var lasten, med ett antaget snitt om 400 km, för ett totalt övre estimat på ny ledningslängd om 3200 km. Kostnader för detta landar på i storleksordningen 50 miljarder kr. Det är sannolikt en något mer kostnadseffektiv lösning att dimensionera för tre-fyra 400 kV-ledningar och en större vätgaspipeline med samma sträckning istället för enbart kraftledningar, men det alternativet

kräver ytterligare utredning. Tillkommande vindkraft i SE₁, både till havs och på land, antas kunna hanteras i systemet utan större förstärkningar på land.

I Norrlands inland sträcker sig det existerande stamnätet upp norrut till Luleälvens stora vattenkraftstationer, medan stora tillkommande laster planeras längre norrut i inlandet. Från den närmaste stamnätstationen i Porjusberget så är det 50 km avstånd (ledningsmässigt) till Malmberget, 100 km avstånd till Svappavaara och cirka 160 km avstånd till Kiruna. Dessa laster kan till betydande del förses av ny lokal planerbar kraftproduktion i teknikneutrala fall, medan energin måste förses genom en kombination av mycket stor elledningskapacitet och vätgaspipelines i helt förnybara fall. Om all energi ska matas norrut från de stora stationerna längs Luleälven (framförallt Porjusberget och Messaure), så ligger den sannolika kostnaden för anslutning till uttag på ungefär 22 miljarder kr (1300–1500 km 400 kV-ledning beroende på exakt sträckning). Ytterligare tvärförstärkningar och nya stationer i området för att möjliggöra detta kan krävas till en kostnad om cirka 1.2 miljarder kr.

5.7.4 Summerade behov i transmissionsnätet

Sammanlagt behövs cirka 6000 km av nya 400 kV-ledningar i de 100 % förnybara fallen jämfört med de teknikneutrala fallen, och merkostnader för detta på strax under 100 miljarder kr. Det innebär en extra expansion om cirka 40 % över dagens totala transmissionsnät för el på land (om cirka 16 000 km). Dessa siffror inkluderar inte några ledningar och kablar för att föra kraft från havsbaserade vindkraftsparker till land. Dessa nätbehov kommer utgöra en mycket betydande utmaning inte kostnadsmässigt utan främst vad gäller tillståndsprocesser och acceptans. Av den totala skillnaden i behov mellan scenarierna består strax under hälften av förstärkningar mellan elområden (främst över snitt 1), vars kostnader redan delvis är inkluderade i optimeringsberäkningarna. De tillkommande kostnaderna som inte inkluderas i modelleringen är därför cirka 70 miljarder kr. Kostnadsskillnaderna sammanfattas i Tabell 7.

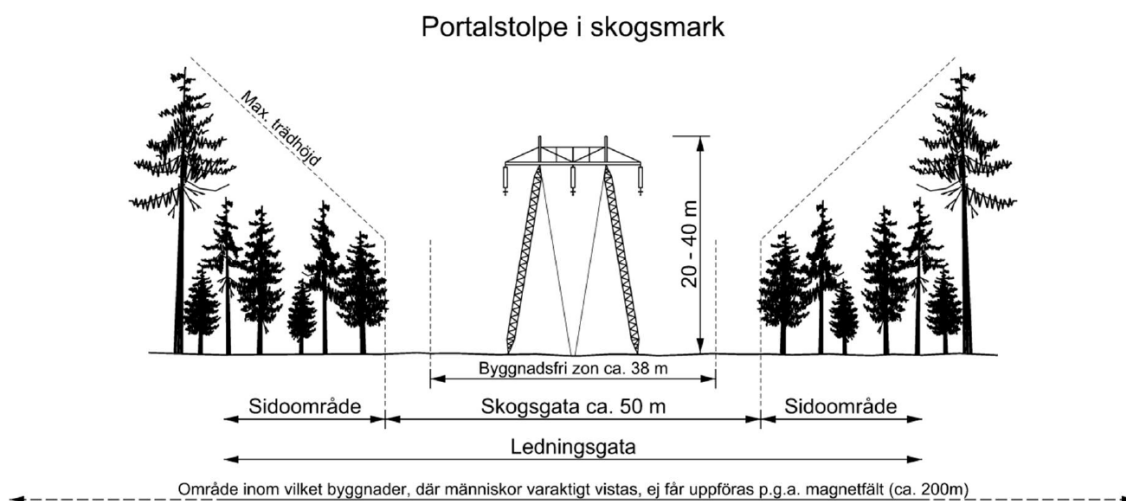
Tabell 7, Merkostnader för elledningar mellan förnybara och teknikneutrala fall

Område	Kostnad för nya ledningar ej inkluderade i optimering	Kostnad för nya ledningar inkluderade i optimering
SE ₄	5.6 miljarder kr (375 km)	N/A
SE ₃	9 miljarder kr (600 km)	N/A

SE ₂	59 miljarder kr (3600 km)	Cirka 30 miljarder kr ³³
SE ₁	24 miljarder kr (~1600 km)	N/A
Sverige	Cirka 100 miljarder kr (~6000 km)	Cirka 30 miljarder kr

5.7.5 Rekommendationer för elnätet

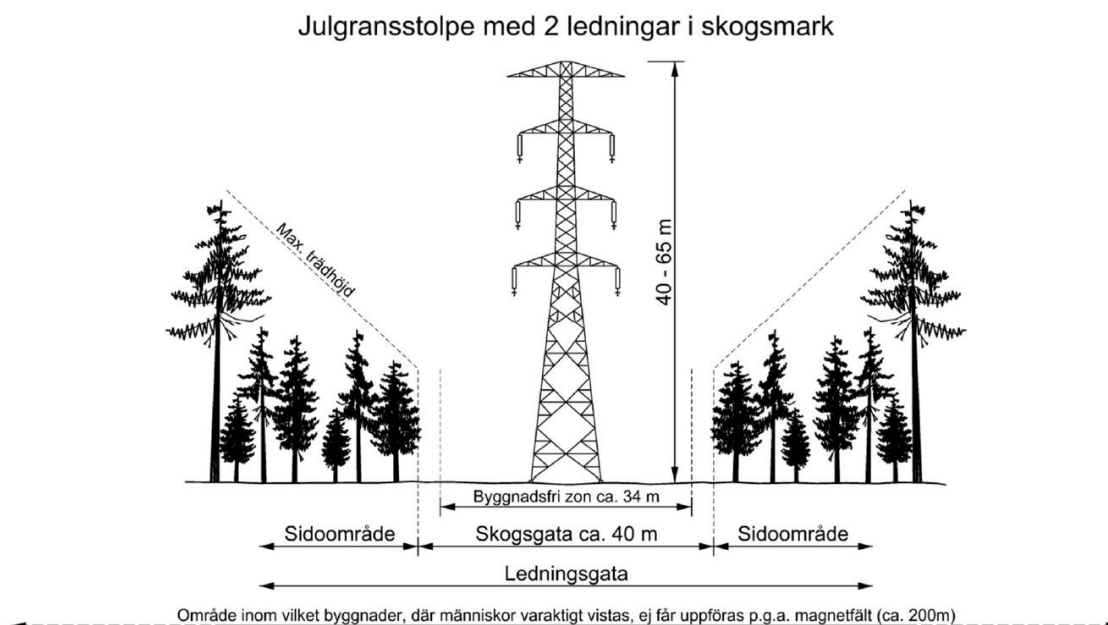
Hur transmissionsnätet skall byggas ut för att hantera framtidens utmaningar är en uppgift för Affärsverket Svenska kraftnät, SvK. En ny 400 kV ledning kan hantera upp till 1.5 GW överföring och kostnaden för en enskild ledning är idag i storleksordningen 15 Mkr/km. Nedan i Figur 33 visas en bild på en standardstolpe i skogsmark.



Figur 33, SvK standardstolpe typ A med stag lämplig i skogsgata men olämplig i jordbruksmark

Mer kostnadseffektivt än standardstolpar är att bygga dubbelledningar på höjden (se Figur 34), vilket brukar kallas för julgransstolpar, eftersom de ger minskad ledningsgata. Kostnaden för en julgransstolpe är 30–40 % lägre än för en standardstolpe per MW överföringskapacitet. Nackdelen är risken för dubbelfel samt att Flygvapnet har synpunkter på höjden i många områden i Sverige, vilket har gjort denna lösning betydligt mindre populär.

³³ Den inom GenX-modelleringen antagna kostnadsnivån för förstärkningar av överföringskapacitet ger en lägre total kostnad över snitt 1 än den som analyseras här på grund av äldre och lägre ingångsvärden som inte uppdaterats. Övrig analys baseras på 15 Mkr/km för 400 kV, därav skillnaden mellan 30 och 50 miljarder kr.



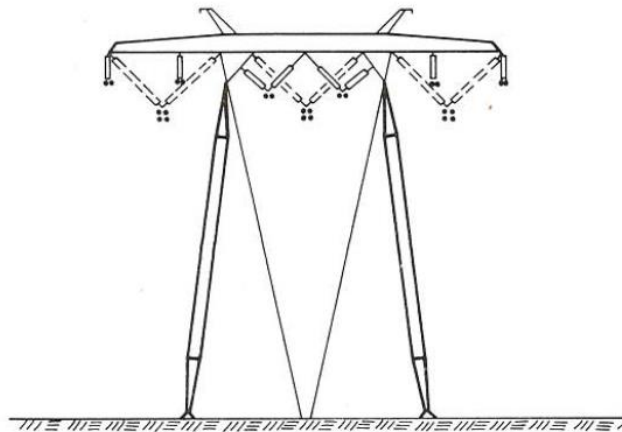
Figur 34, Julgransstolpe visad i skogsmark

Att bygga dubbelledning är vanligt i mer tätbefolkade länder eftersom man får mer effekt per meter ledningsgata. Motståndet mot dem har emellertid ökat eftersom de ger en så kraftig inverkan på landskapsbilden. I dag går utvecklingen mot att hitta visuellt bättre lösningar. När det gäller de ledningar som krävs för hanteringen av tillkommande havsbaserad vindkraft in i landet, samt anslutning av mycket nya stora uttag, så är i praktiken dubbel-ledningar mer realistiskt då det annars ofta krävs flera parallella ledningar. Eftersom det lär bli svårt att i många fall få bygga julgransstolpar och kostnaden för mer moderna konstruktioner under utveckling är okänd, så räknas i detta kapitel fortfarande med kostnaden för enkla ledningar.

Situationen med den stundande möjliga anslutningen av mycket stora havsbaserade vindkraftsparker i södra Sverige påminner planeringsmässigt om utmaningarna i början av 1970 talet då man i planering tog höjd för mellan 20 – 25 större kärnkraftverk i södra Sverige. Den totala effekten rörde sig om knappt 20 GW, det vill säga mindre effekt än vad som nu är aktuellt inom modelleringen för elområde 3 och 4. Vid denna tid ansågs det som otänkbart att bygga dubbelledningar med hänsyn till driftsäkerheten. Även om Statens Vattenfallsverk var vana att få sina koncessionsansökningar beviljade (notera hur rakt gamla kraftledningar går) så kände man trots det att dessa breda ledningsgator skulle ge bekymmer i tillståndsprocessen. Samtidigt hade man ute i världen spänningsnivåmässigt sedan länge passerat de 400 kV som Sverige var först med år 1952. 735 kV infördes av Hydro-Quebec 1965 och American Electric Power införde 765 kV år 1969. Vattenfalls nätplanerare fann att istället för att göra en kraftig utbyggnad av 400 kV nätet så var det mer optimalt att etablera en överliggande 750 kV (senare uppgraderat/omdöpt till 800 kV) slinga som samlade upp kraften från kärnkraftverken. I kraftsystemsammanhang gäller att överföringsförmågan är

kvadratisk kopplad till spänningen. En 800 kV ledning har därför 4 gånger större överföringsförmåga än en 400 kV ledning. I utredningarna på 70-talet räknade man med grovt 5 GW per ledning. Koncessionsansökan på de första etapperna för 800 kV ut från Forsmark lämnades in i slutet av 1970-talet. Dåvarande regering med Olof Johansson som ansvarig minister såg dock projektet som starkt kopplat till kärnkraftsprogrammet, och i början av 1980-talet meddelades därför Vattenfall att regeringen inte kommer bevilja koncession. Långt innan dess hade belastningsutvecklingen klingat av och de flesta kärnkraftsprojekten skjutits fram i tiden.

Man hade därför analyserat hur man först skulle kunna bygga 800 kV ledningarna som dubbla 400 kV-ledningar för att senare kunna höja spänningen efter hand utan att byta ut stolparna. Figur 35 visar en sådan stolpe som i bilden är utrustad med två 400-kv ledningar. När ledningen sedan uppgraderas till 1x800 kV så dubblas överföringsförmågan, utan att stolparna (som utgör den absoluta majoriteten av kostnaderna) behöver bytas ut.



Figur 35, En stolpe för 800 kV ledning som utrustas med 2*400 kV ledning (CIGRE 1978)

I modelleringens helt förnybara system har vi ännu större utmaningar när det gäller behov att överföra kraft från avlägsna produktionsanläggningar än 1970-talets planerare såg från det då stundande kärnkraftsprogrammet. Vi rekommenderar därför SvK att titta på lösningar med högre spänning än dagens 400 kV. Speciellt mellan snitt 1 och 2 där skillnaden mellan behov och nuvarande förmåga är som störst. En annan tanke är att bygga den slinga som aldrig blev av i södra Sverige och sedan fortsätta norrut med 2 – 3 ledningar om 800 kV.

5.8 Sammanfattning

Tabell 8 ger en sammanfattning av relevanta resultat mellan de olika system-kategorierna. Jämfört med tidigare modellering ser vi i denna uppdaterade tabell framförallt att:

- Skillnaden för de totala grundsystemkostnaderna mellan teknikneutrala och 100% förnybara scenarier ligger kvar i samma spann som tidigare studier, med en marginellt högre genomsnittlig skillnad (från +42 % till cirka + 50%).
- Kostnader för stödtjänster relaterade till rotationsenergi har explicit beräknas, vilket innebär att i praktiken inga timmar med "för låg" rotationsenergi existerar och denna tidigare rad är hanterad och därför borttagen. Just dessa kostnader, som troligen motsvarar runt 10 % av de totala stödtjänstskostnaderna, är på systemnivå låga och driver inte skillnaden mellan teknikneutralt och förnybart.
- De helt förnybara scenarierna kräver en expansion av transmissionsnätet med cirka 6000 km 400 kV-ledningar (en del av dessa behov kan bytas ut med vätgaspipelines och 800 kV-ledningar), medan behoven i de flesta teknikneutrala fall är mycket litet.
- Ett system med högre kostnader på produktionssidan kräver högre elpriser för att ge samma nivå av total avkastning till de som investerat i produktionskapacitet. Elprismodelleringen med detaljerad elmarknadsmodellering bekräftar att priserna generellt sett är högre i de system som har högre kostnader.
- Ytanvändningen för kraftproduktion är ungefär dubbelt så stor i helt förnybara fall främst på grund av den ökade kapaciteten havsbaserad vindkraft. De absoluta värdena är däremot lägre än tidigare på grund av högre antaganden för effektdensitet för framförallt havsbaserade vindkraftsparker (7 MW/km²).
- Livscykelutsläppen av koldioxid (räknade efter dagens nivåer) sjunker marginellt i de förnybara fallen på grund av en mindre andel solkraft och sjunker i de teknikneutrala fallen på grund av en något högre andel kärnkraft.

Tabell 8, Sammanfattade resultat mellan olika scenario-kategorier

Parameter		Teknikneutral	100% förnybart
Systemkostnad	Spann	373-473 kr/MWh	548-752 kr/MWh (+39-59%)
	Snitt	421 kr/MWh	639 kr/MWh (ca. +50%)
Varav merkostnader för stödtjänsten rotationsenergi ³⁴		+1 kr/MWh	+4 kr/MWh
Varav behov av utökad kapacitet i transmissionsnät på land		Mycket små behov	~6000 km nya 400 kV-ledningar med en systemkostnad om cirka 27 kr/MWh
Huvudsaklig elförsörjning på årsbasis		20 % Vattenkraft 28 % Vindkraft 50 % Kärnkraft 1-3 % Biokraft Handel: -3% (import) till +3% (nettoexport)	20 % Vattenkraft 70 % Vindkraft 0-10 % Solkraft 3-12% Biokraft Handel: 4% import
Exempel på elprisnivå ³⁵		55 €/MWh	+40%
Ytanvändning för elproduktion ³⁶		6400 km ²	11 000 km ²
Vattenkraftens driftmönster		Mer volatilt än idag	Mycket mer volatilt i samtliga scenarier
Livscykelutsläpp av växthusgaser ³⁷		10 gCO ₂ /kWh	16 gCO ₂ /kWh

³⁴ Beräkningar utförda i enlighet med de principer som introducerats i Stödtjänstrapporten.

³⁵ För normalvindår, normal tillrinning till den magasinerade vattenkraften, "basåret" 2018 och i övrigt de förhållanden som antagits i modelleringen och beskrivs i detalj i avsnitt 5.3.2.

³⁶ Baserat på 4, 7 och 44 MW/km² för landbaserad vindkraft, havsbaserad vindkraft, respektive solkraft.

³⁷ Beräknat för dagens svenska förhållanden enligt värden definierade i tidigare studier inom projektet.

6 Appendix A. Frågor och svar

6.1.1 Q1. *Varför bygger ni inte mer av "kraftslag X" i era scenarier?*

Denna studie och dess tidigare versioner utgör *inte prognoser* om vad som sannolikt kommer att hända i kraftsystemet. Verktuget GenX som används för att definiera kapaciteten av olika kraftslag, lagersystem, elledningar och kablar i det framtida kraftsystemet ges inga instruktioner kring utbyggnaden av någonting överhuvudtaget. I optimeringsmodellering av detta slag så definieras enbart ingångsvärden, till exempel hur mycket kostar kraftslag X att bygga och ha i drift. Det är sedan upp till optimeringsberäkningen att hitta det kraftsystem som ger lägst total kostnaden för systemet som helhet. Det enda undantaget till denna princip i denna studie är den existerande vattenkraften, som vi antar är kvar i drift oavsett scenario och som därför ställts utanför optimeringsberäkningen³⁸. Storleken på alla andra komponenter i de kraftsystem som presenteras i denna rapport ges som ett resultat av optimeringsberäkningen. Åsikter kring vad som "bör" utgöra en del av framtidens kraftsystem, eller vad som sannolikt kommer att byggas, har därför ingen påverkan på de system som presenteras.

6.1.2 Q2. *Varför utförs inte optimering för lägsta möjliga elpris, snarare än för lägsta systemkostnader?*

Elkonsumenter, oavsett om det gäller individer eller stora industrier, bryr sig först och främst om elräkningen snarare än om det mer diffust definierade begreppet "totala systemkostnader" som kanske snarare ses som en mer övergripande samhällsfråga. Det är därför relevant att förklara varför fokus i denna (och tidigare) scenarieanalys inte ligger på att minimera elpriser utan snarare kostnader. På en övergripande nivå så måste alla kostnader som uppstår betalas av någon i systemet, alltså av en kombination av producenter, skattebetalare och elkonsumenter (som givetvis är överlappande kategorier). Det är därför på samhälls- & systemnivå av intresse att minimera de totala kostnaderna snarare än just elpriskomponenten av de totala kostnaderna.

Kopplingen mellan ett kraftsystems kostnad och de resulterande elpriser konsumenterna i det kraftsystemet upplever (eller utsätts för) är mycket komplicerat, framförallt på grund av den mycket stora prispåverkan även relativt små utlandsförbindelser kan ha. Det är i teorin möjligt att utföra en systemoptimeringsberäkning med målfunktionen lägsta möjliga elpris istället för lägsta kostnad, men svaret är egentligen givet på förhand och en sådan analys kan aldrig ge några resultat värda att analysera eller presentera. Både elpris och volym på en

³⁸ Den existerande vattenkraften är så uppenbart värdefull och kostnadseffektiv ur systemsynpunkt att det är möjligt att anta att den kan undantas från investeringsanalysen. När alternativ undantas från investeringsanalysen minskar problemets storlek och en lösning kan hittas snabbare.

marknad likt Nordpool Elspot (som är den dominerande marknaden i Norden) sätts i den punkt där säljbud och köpbud möts. Säljbuden bestäms av marginalkostnaden (alltså kostnaden för att producera en till kWh) för kraftverken, samt alternativkostnaden för lager & vattenkraft med magasin. En helt fri optimering för lägsta möjliga elpris skulle därför bygga oändligt mycket av det kraftslag som har lägst *marginalkostnad* för produktion (avfallseldad kraftvärme, alternativt sol & vindkraft). Utbudskurvan skulle då bestå av en horisontell linje vid den lägsta marginalkostnaden som finns med i ingångsvärdena i studien, och elpriset över hela modelleringen skulle ligga konstant på detta mycket låga (eller till och med negativa!) värde. Om en begränsning skulle anges för maximal möjlig utbyggnad för just kraftslaget med lägst marginalkostnad (t.ex. avfallseldad kraftvärme, som ofta har negativ marginalkostnad men också är begränsad av tillgång till avfall) så skulle optimeringen bygga upp till denna begränsning och sedan fortsätta att bygga ut kraftslag rangordnade enligt ökande marginalkostnad samt avveckla alla utlandsförbindelser för att låsa inne det lägsta möjliga elpriset i optimeringsområdet (i detta fall Sverige). Det är alltså möjligt att på förhand helt och hållet förutse resultaten av en optimering för lägsta elpris, och de resulterande systemen skulle inte ha någon relation till verkligheten. Elpriserna skulle vara så låga som möjligt per definition, men kostnaderna, som likväl måste bäras av *någon* i detta system, skulle vara oerhört höga eller till och med oändliga (i en fri optimering).

I ett realistiskt system så erhåller varje säljande komponent i systemet ett genomsnittlig säljpris som minst motsvarar dess totala långsiktiga kostnader vid denna produktionsnivå (annars skulle ingen vilja bygga och äga dessa komponenter). I en väldefinierad optimering som ämnar att minimera totala kostnader istället för priser så är det en inneboende oundviklig del av beräkningen att alla komponenter som är med i det resulterande systemet helt bär sina egna kostnader genom elmarknaden (alltså dess inkomster i systemet är lika med dess totala kostnader). En väl utförd kostnadsminimerande analys ger därför alltid realistiska systemupplägg.

I specialfallet med ett system med ett fast definierat elnät vars yttre systemgräns är det område som optimeras så finns det en direkt relation mellan kostnader och priser – det system som ger lägst systemkostnad är också det system som ger de lägsta *realistiskt möjliga* elpriserna. Denna bild är i verkligheten mer komplicerat då elhandel med områden utanför optimeringsområdet inkluderas samt av utgifterna för nätutbyggnad som kan skilja sig mellan olika scenarier och som står utanför elmarknaden. Som en utgångspunkt för vidare analys är dock en kostnadsminimerande optimering den bäst lämpade metoden för att analysera en för samhället önskvärd utveckling av kraftsystemet som helhet. Analyser kan sedan utföras ovanpå sådana system vad gäller hur överföringskapaciteten till andra områden bör utvecklas för att bibehålla låga priser i det egna systemet.

6.1.3 Q3. Hur motiveras kalkylräntan som ansätts för investeringar i analysen?

Samtliga analyser för det svenska kraftsystemet hittills, inklusive tidigare analyser inom detta projekt samt analyser av Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, Energiföretagen och NEPP, har ansatt samma kalkylränta för samtliga möjliga investeringar. Vi vidhåller denna praxis här och vi håller i enlighet med tidigare analyser referensnivån för kalkylräntan för samtliga investeringar på 6%. Kalkylräntan som ansätts är menad att avspegla kapitalanskaffningskostnaden för olika investeringar, och bestäms av fördelningen mellan lån och investering, samt ränta på lån och avkastningskrav på eget kapital.

$$\begin{aligned} \text{WACC} = & \text{Andel lån}[\%] \times \text{Ränta lån} [\%] \\ & + \text{Andel eget kapital} [\%] \times \text{Avkastningskrav}[\%] \end{aligned} \quad (1)$$

En investerare med ett avkastningskrav på eget kapital på 8% som finansierar en investering med 50% lån till 4% ränta och 50% med eget kapital har alltså en WACC på den investeringen på 6%. Utmaningen med att ansätta olika kalkylräntor för olika möjliga investeringar i analysen inkluderar följande:

Många alternativ

Modelleringsverktyget som utför investeringsanalys har en meny på ungefär 100 olika typer av investeringar att välja mellan. Det är en mycket stor utmaning att motivera om den ansatta kalkylräntan borde vara lägre eller högre för en investering i ett vätgaslager i norrbotten år 2036, en modulär reaktor på västkusten 2042 eller ett solkraftverk i skåne 2029. Givet den mycket svåra uppgiften att försöka prognosticera olika sannolika kalkylräntor för olika typer av investeringar långt in i framtiden, så är det mer rimligt att ansätta en homogen nivå.

Observerade historiska kalkylräntor är en svag indikator för framtida kalkylräntor

Att använda vid någon specifik tidsperiod observerade kalkylräntor kan vara problematiskt då de även speglar exogena faktorer såsom subventioner och politisk policy som temporärt kan ha en effekt på kalkylräntan. Dock är dessa att betrakta som en externaliserad kostnad som påläggs kollektivet istället för att internaliseras i investeringsbeslutet. Ett free-rider problem kan uppkomma om inte alla kostnader har internaliserats och således på systemnivå leda till en suboptimering.

Icke-homogena kalkylräntor kan snedvrída investeringar

Att använda sig av (ex-ante) kalkylräntor som är historiska eller nutida riskerar att bli policysättande då de avspeglar investeringar som har gjorts (eller görs idag) under andra förhållanden än vad som råder i framtiden. Det finns en risk att genom under/överskatta kostnaden för kapital använt i framtiden låsa in nuvarande struktur. Detta kan medföra en

över/underinvestering som kannibaliserar framtida avkastning och skapar en divergens mellan ex-ante (WACC) och ex-post (IRR) avkastning.

Fördelen med homogena kalkylräntor

Att använda sig av neutrala kalkylräntor så riskeras inte nettonuvärdet av investeringen snedvridas pga av historiska avkastningskrav. I en effektiv marknad bör alla avkastningar vara "mean reverting" mot en riskneutral kalkylränta vilket medför att kostnaden bör optimeras på systemnivå istället för den enskilda investeringen eller energislaget.

6.1.4 Q4. Vad är skillnaden mellan en elmarknadsmodellering och en kraftsystems/investeringsoptimering?

Verktyg för elmarknadsmodellering har som ambition att avgöra det optimala eller sannolika driftmönstret för olika kraftslag i ett *existerande* eller *ansatt* kraftsystem, och i nästan samtliga fall är mätvärdet av störst intresse priset på el i olika elområden över en ansatt modelleringsperiod. Elmarknadsmodeller kan även köras över många olika vädersituationer och med olika typer av störningar för att analysera till exempel effektbrist³⁹. Elmarknadsmodelleringsverktyg som används i större utsträckning i Norden inkluderar till exempel EMPS ("*samkjøringsmodellen*"), Apollo och BID3.

Man kan med elmarknadsmodellering beskriva hur ett kraftsystem (vars uppsättning av kraftverk, lagersystem & elledningar är fixerade och ansätts som ingångsvärden) beter sig och vad elpriserna eller risk för effektbrist blir, men ett sådant verktyg kan inte säga någonting om hur kraftsystemet *borde* dimensioneras, eftersom ingen investeringsoptimering utförs.

Ett verktyg för kraftsystemsoptimering (eller investeringsoptimering) utför samma typ av beräkningar som ett för elmarknadsmodellering⁴⁰, men kan i tillägg till detta samtidigt utföra beräkningar som definierar vilken uppsättning av kraftproduktionsteknologier, lagringsmetoder och elnätsförutsättningar som är optimal. Med "optimal" menas här att systemet ifråga antingen minimerar eller maximerar en målfunktion, som därmed matematiskt når sitt globala eller lokala optimum. Målfunktionen är ofta, som i denna studie, att minimera de totala kostnaderna för kraftsystemet (se fråga Q2 för en utförlig diskussion kring detta). Uppställningen av problem som dessa kallas för "linjärprogrammering" om både målfunktion och bivillkor är linjära funktioner. Framtida kraftsystem kan i teorin fritt sättas samman av kombinationer av 10–20 olika produktionslag, 5–10 olika

³⁹ Svenska Kraftnät gör detta regelbundet för rapporten "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden"

⁴⁰ Alla verktyg för kraftsystemsoptimering kan genom inställningar förenklas till renodlade elmarknadsmodeller genom att möjligheterna för investeringar stryps. Många verktyg som vanligen används för elmarknadsmodellering har även expanderats för att kunna utföra investeringsoptimering.

lagringsmetoder samt ett antal olika alternativ för förbindelser från svenska elområden till omvärldens kraftsystem. Den totala mängden olika kombinationer gör det därför praktiskt omöjligt att manuellt pröva sig fram till ett kostnadsoptimalt system genom att ansätta olika scenarier i en elmarknadsmodell, vilket gör att problemet i praktiken bara kan attackeras genom formell matematisk optimering.

Beräkningsbördan för investeringsoptimering och elmarknadsmodellering skiljer sig mycket dramatiskt. I denna studie utförs investeringsoptimering i verktyget GenX, medan mer detaljerad elmarknadsmodellering av det resulterande kraftsystemet utförs i ett separat verktyg (cGrid). Att erhålla en enda lösning för ett enskilt fall av modellering i GenX tar mer än 24 timmar av beräkningstid med den senaste versionen av världens mest avancerade lösare (Gurobi 9.5) på en extern server⁴¹ med upp till 36 processorkärnor (Intel Xeon Skylake 8124) och 144 GB RAM. Detta då samtliga lösnings- & serverinställningar har finjusterats för maximal effektivitet. Att sedan analysera elmarknaden för detta kraftsystem i mycket hög detaljeringsgrad i cGrid tar maximalt några tiotals minuter på en vanlig laptop.

Det är därför beräkningsmässigt rimligt att i elmarknadsmodelleringsläge till exempel inkludera stora mängder historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur⁴²) som ingångsvärden i modellerna, samt att analysera en stor mängd perturbationer av andra slag (till exempel störningar i individuella kraftverk, elledningar eller hos stora konsumenter). Motsvarande analys är tekniskt möjligt att utföra som del av en investeringsoptimering, men är beräkningsmässigt, tidsmässigt och ekonomiskt mycket utmanande.

6.1.5 Q5. *Borde inte ytterligare energieffektivisering göra att elanvändningen minskar snarare än ökar i framtiden?*

Ökad energieffektivisering är inbakad i samtliga modellerade förändringar (som främst är insamlade från externa studier), och syns kanske mest tydligt i det minskade modellerade behovet för eluppvärmning på grund av mer effektivt isolerade hus och en större andel värmepumpar och en mindre andel direkt elektrisk uppvärmning. I de allra flesta fall innebär i praktiken en ökad elanvändning en mycket stor energieffektivisering. Ett transportsystem som idag använder nästan 90 TWh/år av energi i främst förbränningsmotorer, kan komma ner till i storleksordningen 22–25 TWh/år energianvändning genom elektrifiering på grund av den mycket högre effektiviteten hos elmotorer. Detta innebär en ganska stor ökning av elanvändning inom sektorn, men en ännu mer större energieffektivisering totalt.

⁴¹ Med det modelleringsupplägg vi använder så formuleras ett generellt matematiskt optimeringsproblem som sedan skickas till en extern "lösare" som hittar den optimala lösningen på en cloud-server och sedan skickar detta tillbaka till verktyget för post-processing.

⁴² Dessa ingångsvärden beskriver tillsammans ett "väderår"

6.1.6 Q6. *Hur hanteras elhandel med Norge i denna studie?*

Tidigare studier använde en specialbehandling av elhandel med Norge av beräkningsekonomiska skäl, där driften av den norska vattenkraften approximerades enligt historiska budmönster snarare än genom en verklighetstrogen driftoptimering. I denna studie görs ingen specialbehandling av Norge utan hela det norska kraftsystemet med dess vattenkraftverk och vattenmagasin driftoptimeras på ett realistiskt sätt precis som alla andra zoner i modelleringen. Detta medför betydande utgifter i termer av längre beräkningstid, men ger i gengäld mer realistiska resultat.

6.1.7 Q7. *Hur ligger antaganden för kostnader och byggtid för ny kärnkraft i studien jämfört med verkliga projekt, och när kan det komma på plats?*

Modellerade kostnader för ny kärnkraft i denna studie baseras på samma ingångsvärden som för tidigare studier inom Kraftsamling Elförsörjning (se kapitel 1.1 för länkar till tidigare underlag). Det är svårt att avgöra vad kostnaden för ett nytt kärnkraftsprojekt i Sverige skulle landa på under 2030-talet och framåt. I denna studie har vi analyserat scenarier för stora konventionella lättvattenreaktorer med overnight-kostnader⁴³ från 37 200 kr/kW (låg) upp till 58 000 kr/kW (hög). Den lägsta siffran som är inkluderad i studien för stora konventionella reaktorer är högre än dagens världsgenomsnitt för nybyggnation, högre än den inflationsjusterade kostnaden var för alla av Sveriges existerande reaktorer och ungefär dubbelt så hög som för de mer kostnadseffektiva projekten i världen idag i länder som Sydkorea och Kina. Detta reflekterar det faktum att nybyggen av specifikt reaktortypen EPR har varit mycket dyrare än förväntat och dyrare än världsgenomsnittet. Den lägsta siffran motsvarar en ungefärlig kostnadsreduktion för nybyggen i Europa på cirka 30% med EPR-projekten inräknade. Utan EPR-projekten motsvarar den lägsta siffran en kostnadsreduktion på cirka 15 % från dagens värden för nybyggen i Europa. Studiens "högnivå" på 58 000 kr/kW (overnight) ligger cirka 8% högre än den nuvarande motsvarande genomsnittet för nybyggd storskalig kärnkraft i Europa. Detta motsvarar ett mycket pessimistiskt och stagnant utvecklingsscenario för de närmaste decennierna och reflekterar dessutom att Sverige har högre arbetskraftskostnader än Turkiet och Ungern som är med i den snittberäkningen (men i linje med kostnaderna i Finland, Frankrike och Storbritannien). Byggtiden har varierats mellan 5 år (lågfall) till 7 år (högfäll). I Energiforsk publikation "El från nya anläggningar" (2022) bedöms investeringskostnaden till mellan 40 000 kr/kW (låg) och 55 000 kr/kW (hög) för storskalig ny kärnkraft i närtid, men studien inkluderar inte projicerade kostnader långt in i framtiden. Lågvärdet som används för denna modellering ligger något under det

⁴³ Alla kostnader i denna rapport för alla investeringsmöjligheter (i produktion, lagring och elnät) är rapporterade som "overnight", alltså innan finansiella kostnader under byggtiden räknas in. Alla kostnader, inklusive ränta och avkastningskrav under byggperioden, är inkluderade i modelleringen och baseras på den angivna reella kalkylräntan för simuleringsscenarioet.

lågvärdet i Energiforsk rapport, medan högvärdet här istället ligger något över.

Den kostnadsbedömning som används i modelleringen i denna studie ligger i linje med de siffror som till exempel används av Energimyndigheten, Energiforsk, Energiföretagen & NEPP, men har tidigare mötts med kritik på grund av jämförelser med en tabell av kostnadsuppskattningar för ny kärnkraft från företaget Bloomberg New Energy Finance. Denna problematik har beskrivits utförligt i två artiklar i Second Opinion (2021/03/23 - "[Bloombergs siffror saknar relevans](#)", 2021/04/16 - "[Påstådda kostnader utan verklighetsförankring](#)").

Ny kärnkraft skulle kunna tillföras det svenska kraftsystemet i stor skala mot slutet av 2020-talet och senast i början av 2030-talet om de politiska förutsättningarna kommer på plats i närtid. Detta innebär ett borttagande av lokaliseringsslag, som effektivt stryker marknaden till att enbart två företag får bygga kärnkraft på tre platser ens i teorin. Även lagen kring hur många reaktorer som får vara i drift samtidigt måste tas bort, och myndigheten SSM måste instrueras att inleda förberedande arbete för licensiering av nya reaktorer.

I december 2021 valde det Kanadensiska kraftbolaget Ontario Power Generation (OPG) att inleda ett projekt för att bygga en ny typ av SMR kokvattenreaktor (GE/Hitachi BWRX-300) vid kraftverket Darlington⁴⁴. Licensiering ska påbörjas innan slutet av 2022 (ett år efter projektstart) och kraftverket planeras vara i drift under 2028 (sex år efter start av projekt). Sverige har som land betydligt mer erfarenhet och tekniskt kunnande både inom industri och hos myndigheter kring kokvattenreaktorer än Kanada, Polen och Estland, och bör därför kunna utföra liknande projekt åtminstone efter liknande tidslinjer. Helt nya SMR-system likt BWRX-300 bör alltså kunna gå att få på plats i Sverige under rätt politiska förutsättningar (som inte aktivt sätter käppar i hjulet för detta) senast år 2030. SMR-projekt i till exempel Polen, Rumänien och Estland siktar på driftstart för helt nya system i perioden 2030–2032, medan minst tre olika SMR-projekt planeras driftsättas i USA i perioden 2027–2029 (NuScale, Natrium och X-Energy).

6.1.8 Q8. Hur ligger antaganden för kostnader av ny havsbaserad vindkraft jämfört med verkliga projekt och den senaste uppskattningen för teknisk utveckling?

För havsbaserad vindkraft har en totalt genomsnittlig investeringskostnad på 19 000 kr/kW antagits, med samtliga kostnader för anslutning till elnätet inkluderade utan subventioner. Enskilda specialfall med en högre kostnad på 27 000 kr/kW har också modellerats. Den lägre siffran bedöms som representativ för framtida havsparkprojekt på lämpliga platser nära

⁴⁴ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/OPG-chooses-BWRX-300-SMR-for-Darlington-new-build>

kust och anslutningspunkt, i grunda havsområden (<30 meter) där fasta fundament kan användas och utan problem med is. I Energiforsks rapport "El från nya anläggningar", som publicerades 2022 men utvecklades främst under hösten 2020, beskrivs kustnära havsvindsanläggningar med fasta fundament på mycket grunt vatten baserat på nuvarande kommersiellt tillgänglig teknologi, med en investeringskostnad i spannet 24200 — 27000 kr/kW [2]⁴⁵. Rapporten inkluderar inte projicerade kostnadsnivåer längre in i framtiden.

I modelleringen har en enda genomsnittlig kostnadsnivå antagits för havsbaserad vindkraft, både för investeringskostnad (CAPEX) och driftkostnad (OPEX), när det i verkligheten kommer att handla om en fördelning av billigare och dyrare projekt. Anledningen till denna förenkling är framförallt för att minska den beräkningsmässiga bördan (som är oerhört hög även i nuvarande upplägg) genom att reducera analysalternativen. Projekt som ligger på grunda djup nära kust och anslutningspunkter och som kan ställa upp mycket stora framtida turbiner på fasta fundament på till exempel sandgrund, kommer sannolikt att kunna levereras till de kostnader som inkluderas i modelleringen i denna studie (19 tkr/kW) eller till ännu lägre kostnad än så längre fram.

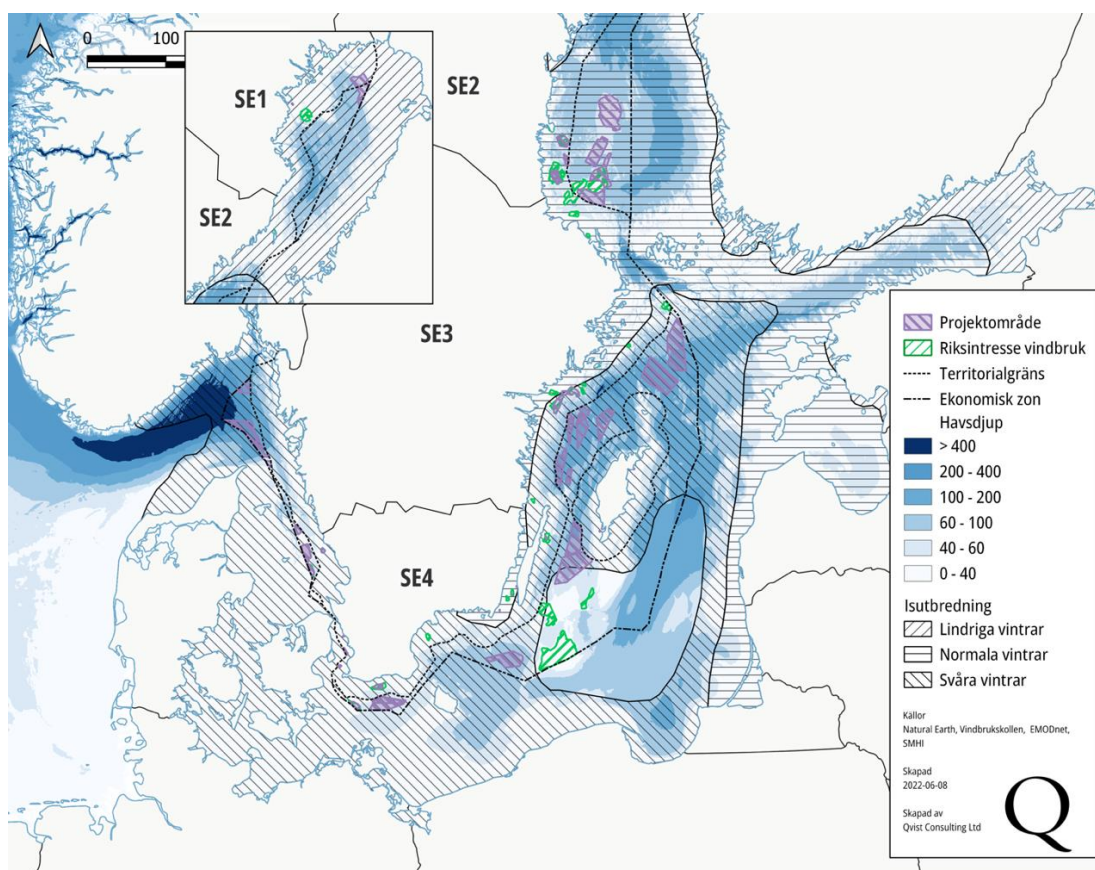
Det som komplicerar bilden i modelleringen är att mindre än en fjärdedel av den möjliga havsvindspotentialen faller under den ovan beskrivna kategorien. Samtliga projekt i Bottenviken (SE1) och Bottenhavet (SE2) kommer i någon utsträckning drabbas av problem med havsis som ökar kostnader både för CAPEX och OPEX. Iskoner kommer behöva användas för att böja bort is från fundament samt utrustning som extra sensorer som känner av islaster och stänger av turbiner vid behov för att minska risken för att fundamenten överbelastas. Exakt hur mycket isproblematiken kommer att öka kostnader är idag oklart. I en studie utförd av COWI m.fl. [3] antogs att CAPEX ökar med 7% vid de isförhållanden som råder i SE1 och 4% för SE2 och nära kusten för SE3. Vindkraftens tillgänglighet antogs också minska från 95% till 90% på grund av försämrade operativa förhållanden. Denna negativa påverkan har inte inkluderats i den havsbaserade vindkraftens produktionsprofil i modelleringen & optimeringen, där full tillgänglighet antas för alla produktionsanläggningar.

Det finns idag heller ingen egentlig erfarenhet med de typer av fasta fundament som kommer krävas för den typ av turbinstorlek man ser framför sig (15–30 MW) även vad gäller kustnära svenska havsvindsparkar i relativt grunda områden. I projektet *Blyth Offshore Demonstrator Project* har man konstruerat fem fundament för vindturbiner med en individuell kapacitet på 8.3 MW i ett område på 40 meters djup. Dessa fundament innehåller 15 000 ton betong och flera hundra ton stål var [4]. Alternativt kan man använda monopilekonstruktioner av stål, där till exempel Veja Mate Offshore Wind Farm i Nordsjön använder

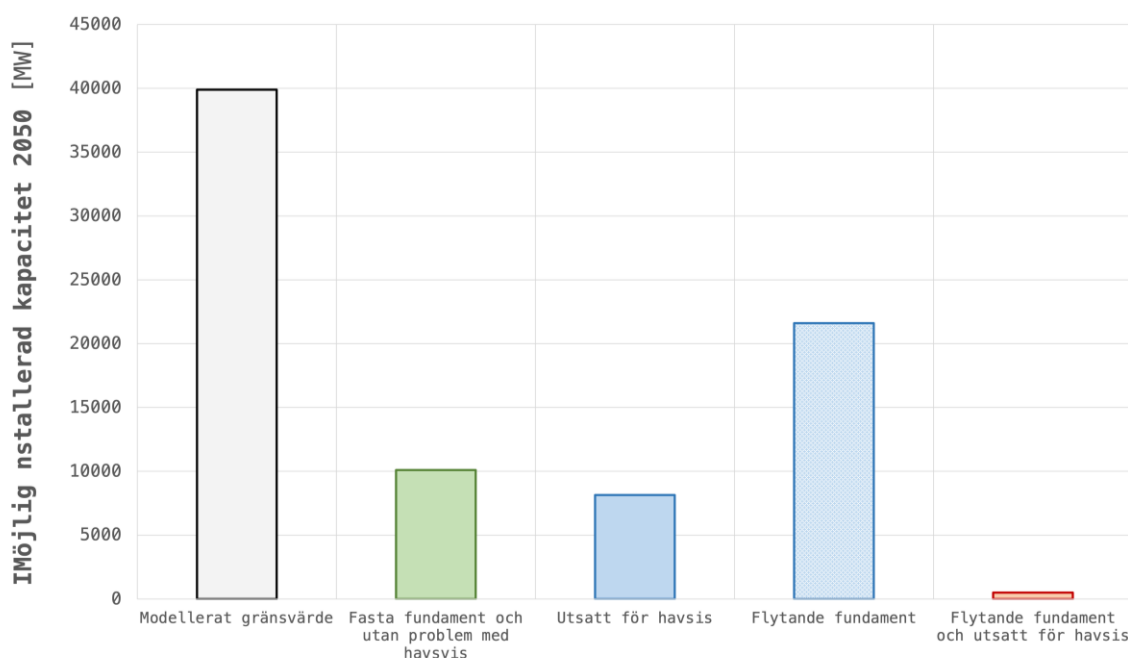
⁴⁵ 10 km avstånd och 15 meter djup: €2296 = 24100 kr, 50 km avstånd och 30 meter djup €2561 = 27000 kr (växelkurs enligt 2022/05/30)

1325 ton tunga stålfundament för att stödja 6-MW-turbiner på 40 meters djup. Att stödja upp en 10 MW-turbin på fast fundament på samma djup av samma typ skulle kräva minst 2000 ton stål per fundament [5]. Stark teknikutveckling på samtliga fronter, både för turbiner, för fundament och för installation, krävs för att möjliggöra de mycket större turbiner som utgör underlaget för den modellerade potentialen i denna studie (20–30 MW per turbin), som alltså inte existerar ens i prototypform idag.

Mer än hälften av den totala potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige ligger i områden där havsdjupet är betydligt större än 50 meter, och för vilket fasta fundament för mycket stora turbiner överhuvudtaget inte är aktuellt. Se Figur 36 för havsdjup och projektområden i södra Sverige och Figur 37 för en bedömning av fördelning av potential. Dagens kostnadsnivåer för flytande havsbaserad vind, som fortfarande är i prototypstadium, ligger på ungefär 2 kr/kWh enligt flera sammanställningar, men väntas falla ner till 1.4-1.6 kr/kWh över de närmaste åren [6]. Detta är kostnadsnivåer som är många gånger högre än de som resulterar ur modelleringen i denna studie, men dessa kostnader förväntas fortsätta falla dramatiskt.



Figur 36, Havsdjup och genomsnittlig isutbredning. Projektområden & riksintresseområden för havsvind i Sverige



Figur 37, Möjlig fördelning av ny havsbaserad vindkraft

En ytterligare komplicerande faktor är den relativt okända och svårbedömda kostnaden för anslutning till elnätet på land, som alltså antas vara inkluderad i investeringskostnaden om 19 000 kr/kW och inte vara subventionerad som enligt nuvarande politiska planer. En genomgång av anslutningskostnader från faktiska projekt i Storbritannien, Frankrike, Danmark och Nederländerna av DNV-GL ger cirka 9000 kr/kW som genomsnittlig kostnad och 5000 kr/kW som lägsta kostnad enbart för nätanslutning för parker på 50 km avstånd från land (alltså cirka hälften av den totala modellerade kostnaden) [7]. Många av de större projektområdena för svensk havsbaserad vindkraft ligger på betydligt större avstånd till närmaste lämpliga stamnätsanslutningspunkt än så, varför den modellerade totalkostnaden åtminstone i dessa fall får ses som representant för ett mycket aggressivt och optimistiskt framtida kostnadsläge.

Sedan underlaget för de huvudsakliga rapporter som sammanställer nuvarande och framtida projicerade kostnader för vindkraft publicerades så har kostnadsläget för vindkraftsturbiner försämrats. Kostnaden både för frakt och för de huvudsakliga råmaterial som vindkraftsturbiner är tillverkade av har stigit under de senaste två åren vilket har gett ett starkt pristryck uppåt [8] [9]. För landbaserade turbiner, där det finns mycket mer data på projekt att tillgå, är det globala genomsnittliga kostnadsläget per MW idag (våren 2022) tillbaka ungefär på 2015-års nivåer, efter att ha stigit kontinuerligt de senaste 3 åren [9]. Detta härrör både från underliggande kostnadsökningar i råmaterial och frakt, som sammanfaller med ett behov att öka priserna från leverantörerna efter flera år av stora förluster hos de största turbintillverkarna utanför Kina, inklusive GE Renewable Energy och

Siemens Gamesa. Genomsnittskostnaden för långtidskontrakt för ny vindkraft i Europa har ökat med ungefär 40 % de över de senaste två åren, vilket delvis beror på högre kostnader men även på stor efterfrågan och fördröjningar och flaskhalsar vad gäller tillstånd för nya projekt [10].

Vi gör bedömningen här att dessa fenomen är temporära, och stora delar av detta kan härledas till COVID-19 pandemin samt Rysslands invasion av Ukraina. Vår bedömning är att vindkraft både till havs och på land kommer att fortsätta att falla i kostnad långsiktigt. Vi har därför inte reviderat upp de antagna kostnaderna i modelleringen på grund av detta.

Vad är då en rimlig *genomsnittlig* kostnadsbedömning för havsbaserad vindkraft som byggs i Sverige för att vara på plats i ett kraftsystem år 2050? Enskilda mycket fördelaktiga projekt skulle i framtiden mycket väl kunna landa på en investeringskostnad som ligger under det lågvärde som används i majoriteten av studiens modelleringsfall (19 tkr/kW), inklusive kostnader för anslutning. Det är dock sannolikt så att "de bästa plasterna går först" och de områden som i teorin skulle kunna utvecklas till lägst kostnad längre in i framtiden då redan har utvecklats med mindre modern teknik till högre kostnader. Kostnadsuppskattningar är mer osäkra för framtida vindparker med enorma turbiner (som idag inte finns ens i prototypstadiet) på flytande fundament som ligger mycket långt från kust och anslutningspunkter, samt parker som drabbas av olika typer av havsis, men kostnadsnivåerna kommer oundvikligen ligga över parker med billigare fundament, lägre anslutningskostnader och utan problem med havsis. Genomsnittskostnaden över denna kategori parker kan därför komma att hamna över det modellerade referensvärdet för både investeringskostnad och driftkostnad över den relevanta tidsperioden.

Det är därför sannolikt så att det nuvarande modelleringsupplägget för kostnaden för havsbaserad vindkraft sannolikt ger en rättvisande bild för en liten utbyggnad (<10 GW/40 TWh/år) vid referenskostnaden 19 tkr/kW, medan specialfallet den högre kostnaden på 27 tkr/kW kan visa sig pessimistisk för en liten utbyggnad. För en större utbyggnad med en högre eller till och med dominerande andel dyrare platser längre från land, i havsisområden och med flytande fundament, så blir referenskostnaden mer och mer optimistisk, och den högre kostnadsnivån mer realistisk som genomsnittsnivå. Givet denna situation så är bedömningen att en referensnivå på 19 tkr/kW och specialfall med en högre nivå på 27 tkr/kW på ett rimligt sätt ramar in sannolika kostnadsbilder.

6.1.9 Q9. *Hur har ni verifierat att modelleringsverktyget "räknar rätt" och på ett realistiskt sätt representerar hela den nordiska kraftmarknaden?*

Vi har utfört en mycket grundlig verifiering & validering av de verktyg som används i denna studie, och så långt det går verifierat att resultaten som produceras är realistiska vad gäller

driftbeslut i olika kraftslag (med specifik fokus på vattenkraftverk med magasin), flöden av el mellan olika elområden, elpriser i samtliga relevanta elområden (inte bara i Sverige) samt modellerade utfall för budstrategier för lagersystem & flexibel elanvändning. En del av denna verifiering mot historiska värden samt korsvalidering mot andra modelleringsstudier presenteras öppet i kapitel 8.1.

6.1.10 Q10. Hur beaktar ni skillnader i väder mellan olika år?

Investeringsoptimering utförs i denna studie från samma referens som i tidigare studier, vilket är väderåret 2018. Det innebär att grundläggande väderparametrar som påverkar kraftsystemet, såsom tillrinning i vattenkraften, temperatur (som påverkar lastfördelning över året vad gäller elbaserad uppvärmning), samt vind & sol-resurs är i grunden baserade på vädret 2018.

En uppenbar begränsning med att dimensionera systemet utifrån ett enskilt väderår (som är valt för att det är långsiktigt representativt) är att systemet då inte dimensioneras för robusthet mot mer extrema situationer som kan uppstå med låg frekvens och sannolikhet och därför inte är med i de ansatta värdena det specifika väderåret. De teknikneutrala systemen i denna studie har tillräckligt med planerbar kapacitet för att klara även de mer extrema situationerna utan större problem, medan alla helt förnybara system skulle sättas under stor press om till exempel en längre period med låg vindkraftsproduktion sammanföll med hög efterfrågan. I vårt modelleringsunderlag motsvarar veckan med lägst vindresurs en genomsnittlig kapacitetsfaktor på 13 %, men ser man på 40 år av data istället för ett enskilt år, så kan samma system råka ut för en vecka med i genomsnitt endast 3 % produktion. Mest känsliga är de helt förnybara system som har en hög kapacitetsandel lagring eller import istället för biokraft för sin planerbara effekt utöver vattenkraften.

6.1.11 Q11. Vad antar ni kring tillrinning & produktion i vattenkraften, och varför? Vad har det för påverkan på studiens resultat?

För investeringsoptimeringen har en tillrinning om 55 TWh/år använts för att ta höjd för att systemet dimensioneras för att hantera åtminstone torrare år (om än inte de allra torraste åren eller mest utmanande situationerna⁴⁶). En detaljerad elmarknadsanalys och mindre finjusteringar har sedan utförts på dessa system för att garantera att den långsiktiga intjäningsförmågan för varje kraftslag och lagringssystem under genomsnittliga förhållanden (normalår på 67 TWh/år tillrinning) är rimlig och alltså inte ligger för lågt. Den timvisa

⁴⁶ Ibland har Sverige två eller tre extrema torr-år i rad (1968–1969–1970, 2002–2003)

tillrinningsprofilen som används per elområde är baserad på faktisk tillrinning under 2018. Årliga data för energimängden i tillrinningen finns tillgänglig från och med 1950, och varierar från ett minimum av 49.2 TWh/år till ett maximum av 90.6 TWh/år. Vattenkraften kan inte långsiktigt producera mer elektricitet än den genomsnittliga tillrinningen på cirka 67.6 TWh/år [11]⁴⁷ – en siffra som sannolikt kommer minska till ungefär 65–66 TWh/år i och med den pågående omprövningen av tillstånd.

Skillnaden mellan att använda 55 TWh/år eller ett normalår för tillrinning är cirka 10–11 TWh/år, eller ungefär 3,5 % skillnad på systemnivå år 2050 (~290 TWh förbrukning). Detta antagande gör därför ingen större skillnad i investeringsoptimeringen vad gäller de typer av system som rekommenderas. Justeringarna i kapacitet som behövs för enskilda kraftslag för att uppnå realistiska elpriser uppgår till cirka ± 5 %.

Det finns fördelar och nackdelar både med att använda ett torrare år respektive ett normalår i denna typ av modellering. Enskilda investerare i ny kraftproduktion kommer att analysera den antagna intjäningsförmågan genom modellering över många väderår snarare än ett enskilt, men om ett enda antagande skulle användas vore en situation som representerar genomsnittet mer lämpligt än ett torrår. En systemplanerare eller en analys från samhällsekonomiska och försörjningssäkerhetsmässiga perspektiv skulle snarare utgå ifrån en konservativ analys och ansätta ett mycket torrt, kallt och vindfattigt år som utgångspunkt. Att enbart använda medeltillrinning som bas för optimeringsanalysen öppnar upp för risken att systemet blir underdimensionerat för ett mycket torrt år, och detta skulle därför kräva någon sorts efter-analys av backup-kraft för att konsekvenserna under ett torrt år skulle bli samhällsekonomiskt acceptabla. En investeringsanalys baserat på ett mycket torrt år skulle garantera att nog med kapacitet finns på plats för att hantera alla situationer, men skulle överdimensionera systemet och bygga mer kraftproduktion än vad som är ekonomiskt optimalt för genomsnittssituationen då mer vatten finns i systemet. Om för mycket kapacitet installeras jämfört med vad som vore fallet utifrån en analys med normaltillrinning, så utmanas den långsiktiga ekonomin i produktionssystemet och det går inte längre att garantera att samtliga producenter i systemet tar igen sina totala långsiktiga kostnader enbart från elförsäljning på marknaden.

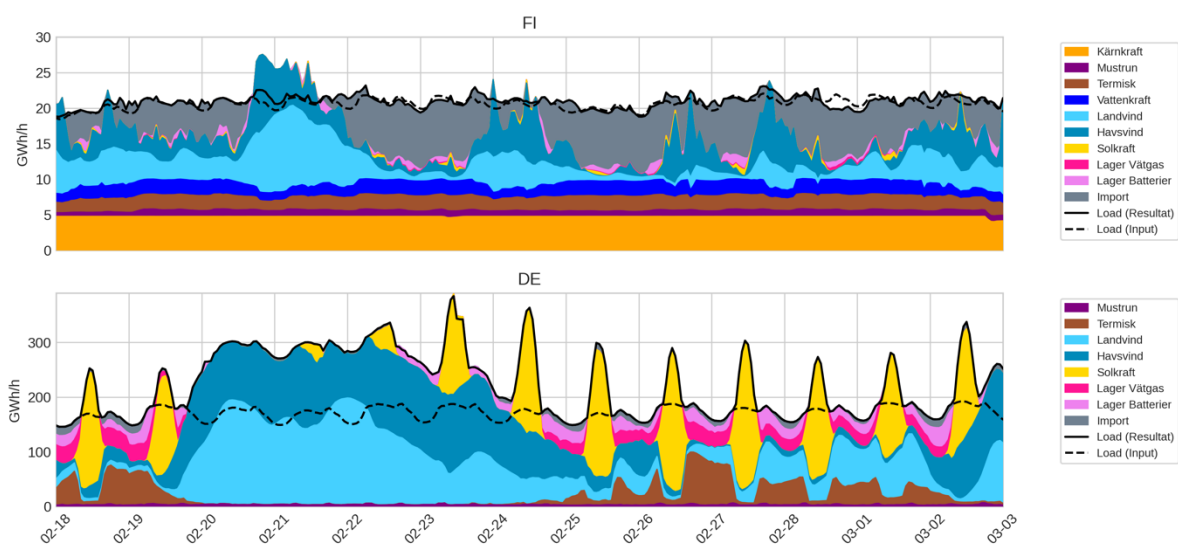
Det absolut bästa angreppssättet vore att utföra optimeringsanalysen över ett mycket stort antal representativa väderår och sedan beräkna ett viktat genomsnitt över dessa resultat, som beaktar hur sannolikt eller hur ofta situationen uppstår och hur stora de

⁴⁷ Enligt en rapport från norska forskningsorganisationen SINTEF kan ökade flöden p.g.a. klimatförändringar medföra att den svenska elproduktionen ökar något fram till år 2050. Det finns dock många olika scenarior och olika modeller med en stor spridning i resultat. Det är oklart hur den ökade nederbörden kan utnyttjas med dagens vattenkraftssystem, och denna möjliga tillrinningsökning har inte beaktats.

samhällsekonomiska konsekvenserna blir av större avbrott under mycket stressade perioder.

6.1.12 Q12. Hur modelleras flexibilitet i elkonsumtion & batterier i omvärlden i studien?

Flertalet länder och elområden som är inkluderade i modelleringen utanför Sverige har betydande nya lagersystem både i form av batterier (centraliserade samt lokala) och vätgassystem i modelleringen, och elanvändningen i samtliga områden modelleras som flexibel och responsiv för potentiella bristsituationer med högra priser. Lagerutbyggnad (av alla typer) i andra länder än Sverige har utförts med hjälp av investeringsoptimeringsverktyget GenX med målsättningen att undvika effektbrist och orealistiskt höga och volatila elpriser. Utgångspunkten för denna utbyggnad är de officiella framtida scenarier för kraftproduktionskapacitet som de olika länderna har presenterat, ofta av stamnätsoperatören i området.



Figur 38, Exempel på modelleringsresultat i Finland och Tyskland

6.1.13 Q13. Används konsumtions eller produktionsbaserade utsläppsmål i denna studie?

I denna studie har produktionsbaserade utsläppsmål använts, till skillnad från tidigare studier inom Kraftsamling Elförsörjning där konsumtionsbaserade mål ansattes. I denna modellering har vi flyttat fram tidsperspektivet från 2045 till 2050 och på ett mycket mer ingående sätt inkluderat alla de planer på fossilfrihet som Sveriges närmaste

handelspartners har presenterat. Vi har dessutom förstärkt dessa system med ytterligare lagersystem bestående av vätgas (elektrolys, H₂-lager & vätgasturbiner) & batterier. Det finns därför nu relativt lite fossil kraftproduktion att importera från kvar i systemet, vilket innebär att skillnaden mellan en konsumtionsfokuserad utsläpps begränsning (där import av fossil kraft på marginalen inte tillåts i modelleringen) och en produktionsbaserad begränsning (där ingen fossil kraft utan koldioxidinfångning tillåts inom Sveriges gränser) är relativt liten.

6.1.14 Q14. Finns det någon validering att de generella slutsatserna i denna rapport är realistiska?

De övergripande resultaten i denna studie, att ett teknikneutralt system med en kombination av förnybar kraft och kärnkraft är lämpligt, speglar verkligheten hittills – de mest framgångsrika fossilfria kraftsystemen⁴⁸ består samtliga av effektiva kombinationer av både förnybart och kärnkraft (till exempel Sverige, Frankrike och Ontario). De system som inte anammat teknikneutralitet utan fokuserat på snäva teknikval har istället hittills sett skenande kostnader, minskade marginaler och missade utsläppsmål. Samma generella trend återfinns i resultaten av seriösa, transparenta och teknikneutrala studier världen över. Nyligen så lät två stora amerikanska miljöorganisationer (Environmental Defense Fund och Clean Air Task Force) tre oberoende lag av energisystemsexperter beräkna det kostnadsoptimala framtida fossilfria Kaliforniska kraftsystemet i en av de största studierna av sitt slag någonsin⁴⁹. Deras övergripande slutsats är att även om kostnaden för solkraft, vindkraft och batterier (samt annan lagring) fortsätter att falla dramatiskt, så krävs det en betydande del ny planerbar fossilfri kraft i systemet (även när denna antas ha ett betydligt högre LCOE-värde) för att den totala systemkostnaden inte ska skena uppåt till orimligt höga nivåer.

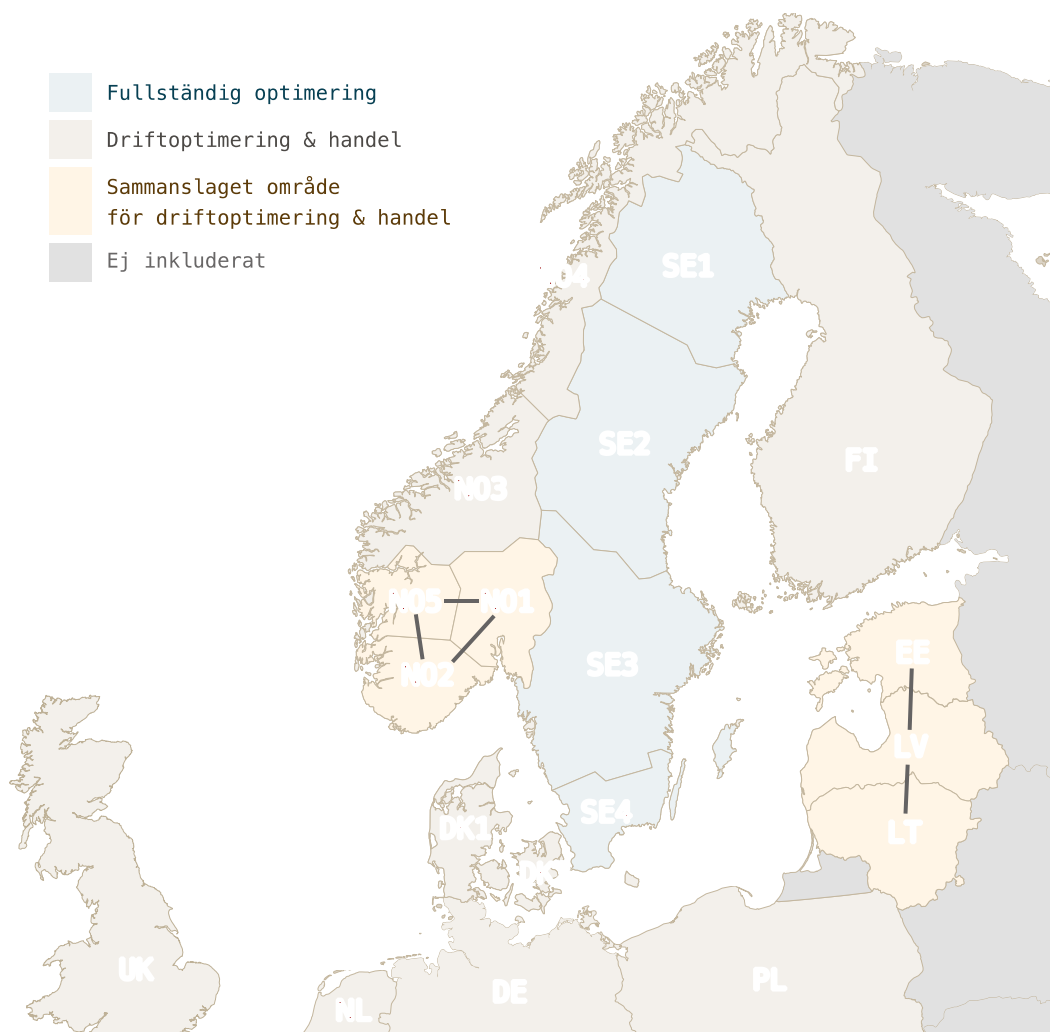
⁴⁸ Med undantag från system som genom unik "geografisk tur" har tillgång till mycket stora mängder vattenkraft och/eller geotermisk energi, likt Island, Costa Rica och Norge.

⁴⁹ "California needs clean firm power, and so does the rest of the world, Three detailed models of the future of California's power system all show that California needs carbon-free electricity sources that don't depend on the weather." – <http://www.edf.org/cleanfirmpower>

7 Appendix B *Ingångsvärden & systemförutsättningar*

7.1 Geografiska avgränsningar

I modelleringen utförs investeringsoptimering inom Sveriges fyra elområden för både kraftproduktion, lager och överföringskapacitet inom landet. Uppbyggnaden av kraftsystemen i elområden beräknas separat med utgångspunkt från publicerade planer, vilka ofta kompletteras med mer förnybar kraft och lager för att uppnå rimliga resultat. Dessa kraftsystem driftoptimeras sedan i både GenX och cGrid i samtliga områden. Överföringskapaciteten från svenska elområden till elområden utanför Sverige inkluderas inte i investeringsoptimeringen utan baseras istället på publicerade planer, samt manuellt införda förstärkningar utöver dessa (till exempel mellan Sverige och Finland). Denna metod används för att undvika potentiellt orealistiska scenarier i optimeringsberäkningen som ger extremt hög netto-export eller netto-import, vilket vore ett möjligt utfall i beräkningarna om GenX fritt kunde investera i obegränsad överföringskapacitet mellan områden.



Figur 39, Områden inkluderade i modelleringen

För att minska den mycket betydande beräkningsbördan utan att orsaka förenklingar som på något sätt snedvrider lösning i Sverige gjordes en analys kring vilka elområden som kan slås samman i modelleringen. Utfallet indikerade att en sammanslagning av södra Norge (NO₁-NO₂-NO₅) samt baltikum (Estland-Lettland-Litauen) möjliggjorde en mindre beräkningsbörda utan att lösningen förändrades i Sverige vad gäller uppsättning kraftslag eller kostnader i de optimala systemen.

7.2 Begränsningar för utbyggnad av vindkraft

7.2.1 Sammanfattning

För landbaserad vindkraft har vi ökat den möjliga utbyggnaden från totalt 25250 MW i tidigare studier till 26100 MW i denna studie (en ökning om cirka 3 %). Den stora skillnaden som introduceras i denna studie är en långt högre möjlig potential för havsbaserad vindkraft, som utökats till 166 TWh/år. Vindkraften kan därför i modelleringen byggas ut till att producera 246 TWh/år under ett normalvindår. Med minst 55 TWh/år modellerad vattenkraft (som alltid är med i systemet) och bibehållen kraftvärme på nuvarande nivåer (10–15 TWh/år) och en elkonsumtion om 290 TWh/år så är utbyggnaden av vindkraften på landsnivå i praktiken inte begränsad i modelleringen, även om lokala begränsningar kan nås inom enskilda elområden.

Som utgångspunkt i tidigare studier användes relevanta svenska myndigheters preliminära bedömningar. Energimyndigheten och Naturvårdsverket refererade tidigare till Havs- och Vattenmyndigheten (HAV) för planering kring möjligheter för havsbaserad vindkraft. HAV skrev i sitt förslag till havsplaner i december 2019 [12]:

*”De områden som anges för energiutvinning i havsplanerna möjliggör för sammanlagt ungefär **23 TWh till 31 TWh** i årlig elproduktion [från havsbaserad vindkraft]”*

Tidigare modellering tog höjd för ett utökat tak och satte en maxnivå om 16 300 MW, motsvarande cirka 72 TWh under ett normalvindår. I februari 2022 presenterades ett regeringsuppdrag till Energimyndigheten som sammanfattat innebär⁵⁰:

- Havsplaner som möjliggör ca 20–30 TWh årlig elproduktion från havsbaserad vindkraft i närtid
- Nya områden lämpliga för ytterligare 90 TWh årlig elproduktion till havs ska pekas ut efter de första 20–30 TWh

⁵⁰ Regeringen, ” Pressträff om havsplaner och havsbaserad vindkraft” (2022/02/15)

Detta uppdrag ska redovisas av Energimyndigheten senast mars 2023 och HAV ska lämna förslag senast december 2024. Svenska myndigheter har därför just nu i uppdrag att möjliggöra för totalt upp till 110–120 TWh årlig elproduktion från havsbaserad vindkraft i framtiden. I denna studie tar vi höjd för ytterligare potentiell expansion utöver detta främst i söder (Östersjön & Västerhavet), med en betydligt högre begränsning under ett normalvindår på cirka 166 TWh/år.

Tabell 9, Sammanfattande antaganden kring möjlig expansion av vindkraft [MW]

Elområde	Landvind	Havsvind	All vind
SE1	4750	2365	7115
SE2	13750	4783	18533
SE3	5000	17627	22627
SE4	2600	15109	17709
Sverige	26100	39884	65984

Tabell 10, Sammanfattande antaganden kring möjlig expansion av vindkraft [TWh/år]

Elområde	Landvind	Havsvind	All vind
SE1	15.1	9.9	25.0
SE2	43.1	19.9	63.1
SE3	14.9	71.9	86.8
SE4	7.7	63.9	71.6
Sverige	80.8	165.6	246.4

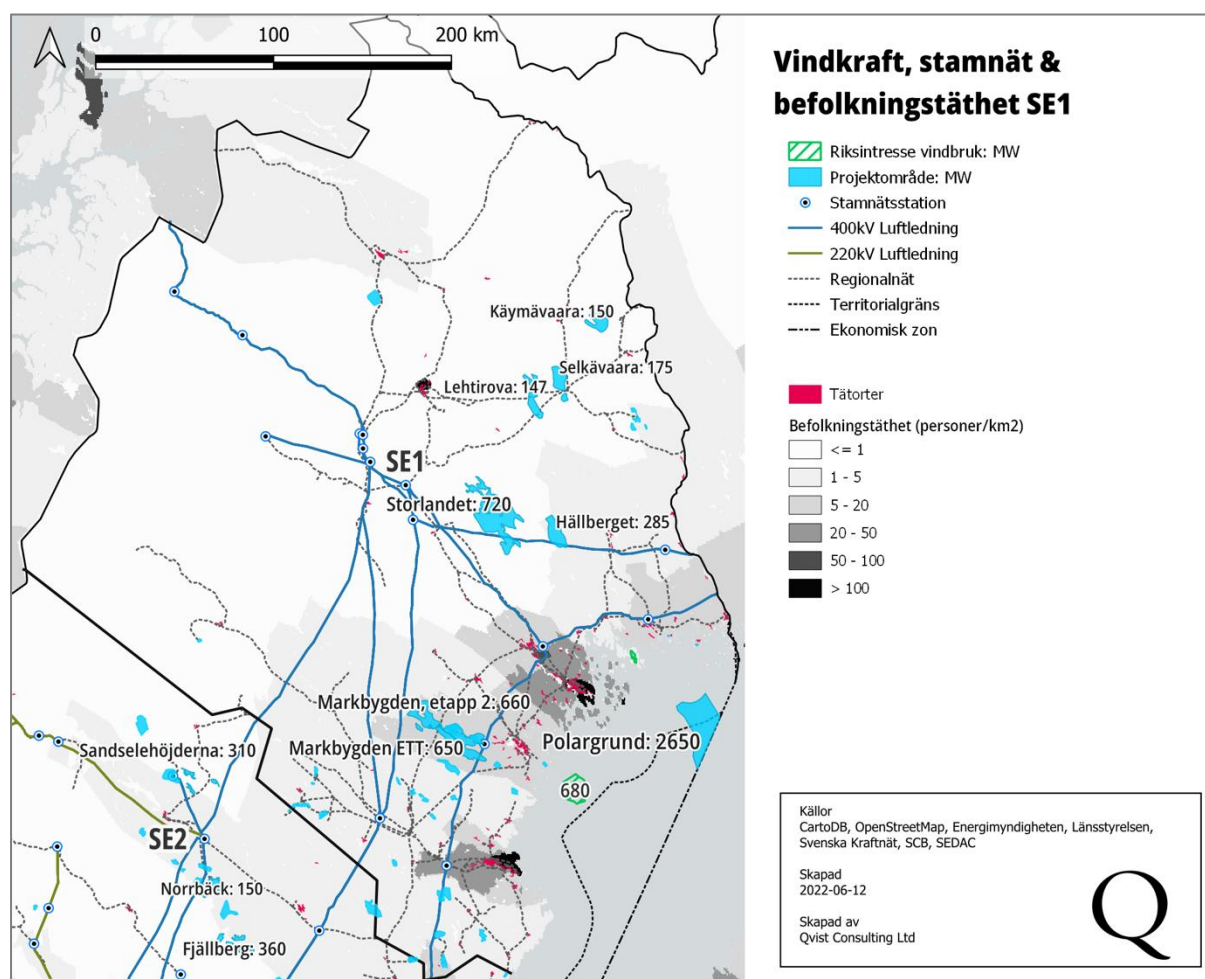
Tabell 11, Bedömning av potentialen inom havsbaserad vindkraft

År	MW installerad
Modellerat gränsvärde	39884
Varav	
Fasta fundament och utan problem med havsvis	~10100
Utsatt för havsis	8148
Flytande fundament	21600
Flytande fundament och utsatt för havsis	<500

7.2.2 Elområde SE1 (Luleå) – Landbaserad vindkraft

SE1 är det till ytan näst minsta elområdet i Sverige (bara SE4 är mindre) och ligger längst upp i norr. Existerande och planerad ny vindkraft inom SE1 ligger främst i den sydöstra delen av området, och domineras helt av Sveriges största vindkraftspark Markbygden med dess tre

stora huvudetapper och tidigare pilotprojekt (Stor-Blåliden & Dragaliden). Många av parkerna har byggts relativt nyligen och i snitt är effekten 3.1 MW och den tillåtna totalhöjden 178 meter. Sydost om Markbygden ligger idag en mängd mindre parker i närheten av elnäten i regionerna kring stamnätsstationerna Vargfors och Krångfors⁵¹. Längre norrut ligger parkerna Lehtirova (148 MW) samt de äldre och mindre parkerna Maevaara (33 MW), Aapua (10 MW), Viscaria (6 MW) och Sjijska (78 MW). Från dagens sammanlagt dryga 2000 MW installerad kapacitet av vindkraft i SE1 tillkommer sannolikt ytterligare cirka 1500 MW läggs till från idag fram till perioden 2025/2026. Detta domineras av ytterligare expansion i Markbygdensområdet (etapp 2 & 3) samt mindre parker som Blåbergsliden (143 MW) och Hällberget (200–250 MW). Figur 40 visar utvecklingsområden för vindkraft, befolkningstäthet samt stamnät, stamnätsstationer och regionalnät inom elområdet.

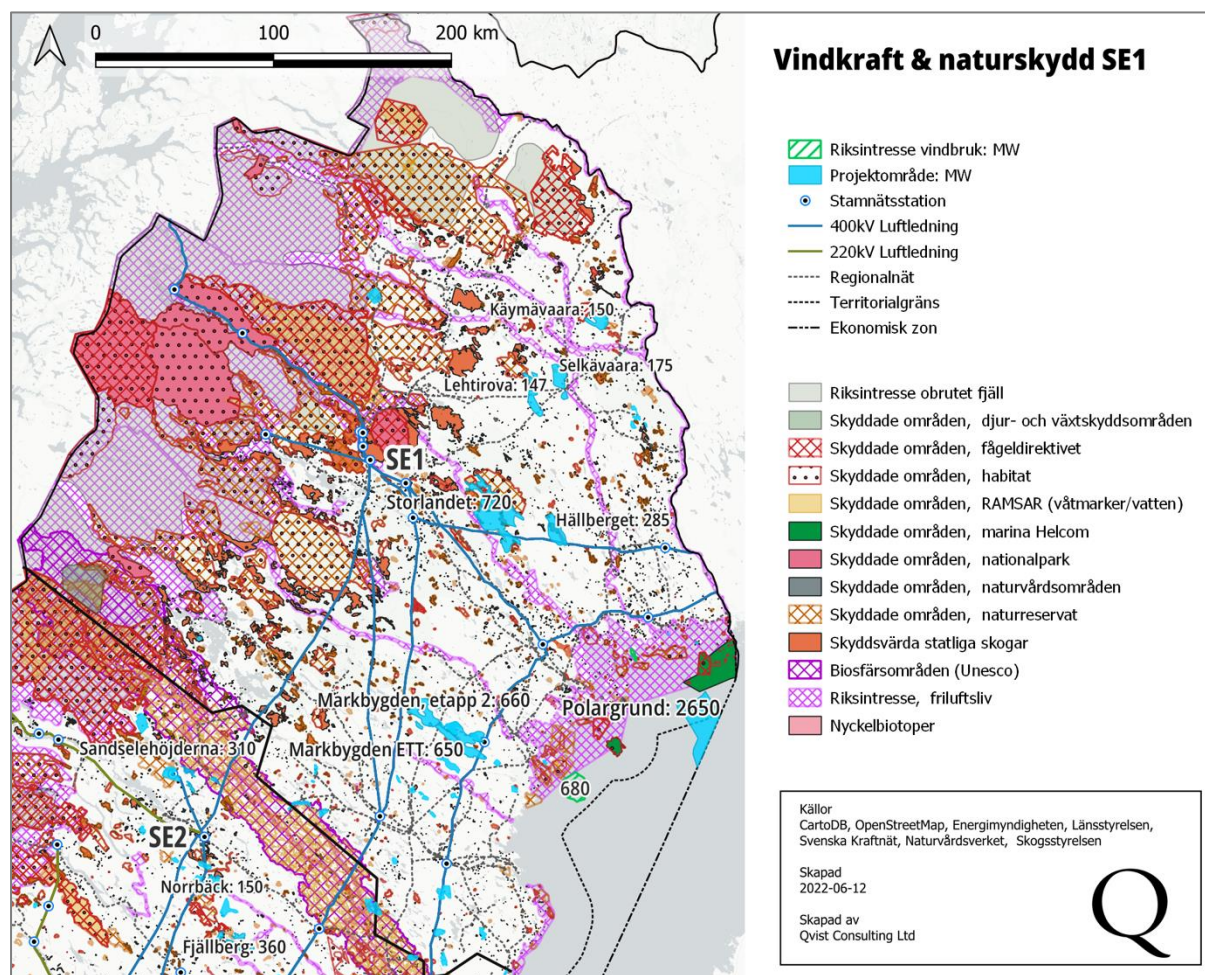


Figur 40, Vindkraftsprojekteringsområden, elnät och befolkningstäthet i SE1

Även om området har en mycket låg befolkningstäthet (mindre än 1 person/km² i stora delar) så är bedömningen att det är svårt att etablera större mängder ny landbaserad vindkraft. För

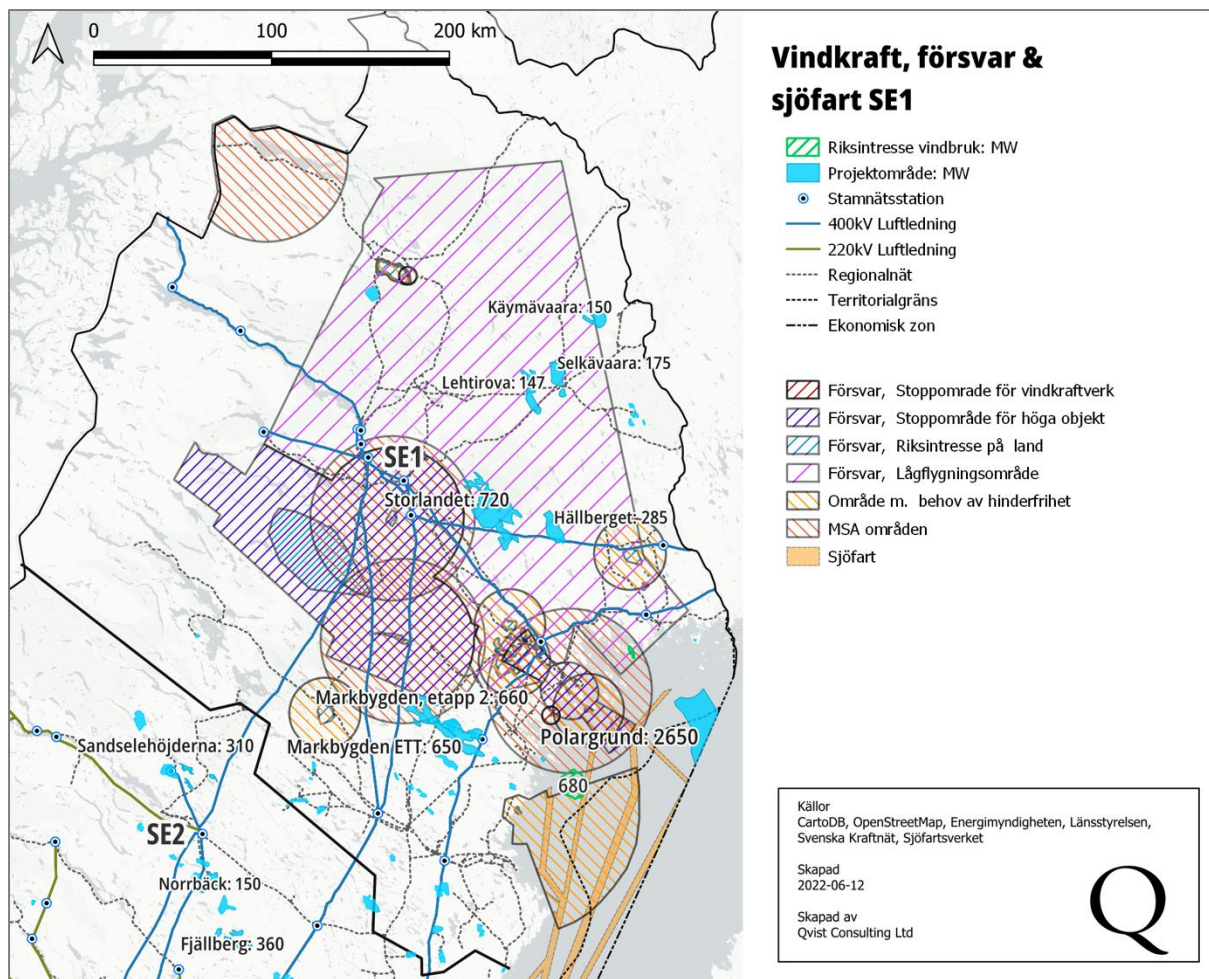
⁵¹ Dessa inkluderar Högaliden, Fjällboheden, Åmliden, Ytterberg, Brännliden, Storliden, Jokkmokksliden, Bondön, Aldermyrberget och Haraholmen.

den absoluta merparten av landytan finns mycket starka intressekonflikter, då hela området tillhör samernas historiska mark och dessutom till stor del är orörd natur som är skyddad som världsarv, naturreservat, nationalpark, skyddsvärd statlig skog och sumpskogar (och många andra skyddsklasser, ofta överlappande) samt innehåller stora militära intresseområden. Figur 41 visar några av de huvudsakliga och viktigare naturskyddsområdena i SE1 samt likt tidigare, i ljusblå färg, projektområden för vindkraft.



Figur 41, Vindkraft, elnät och huvudsakliga naturskyddsområden i SE1

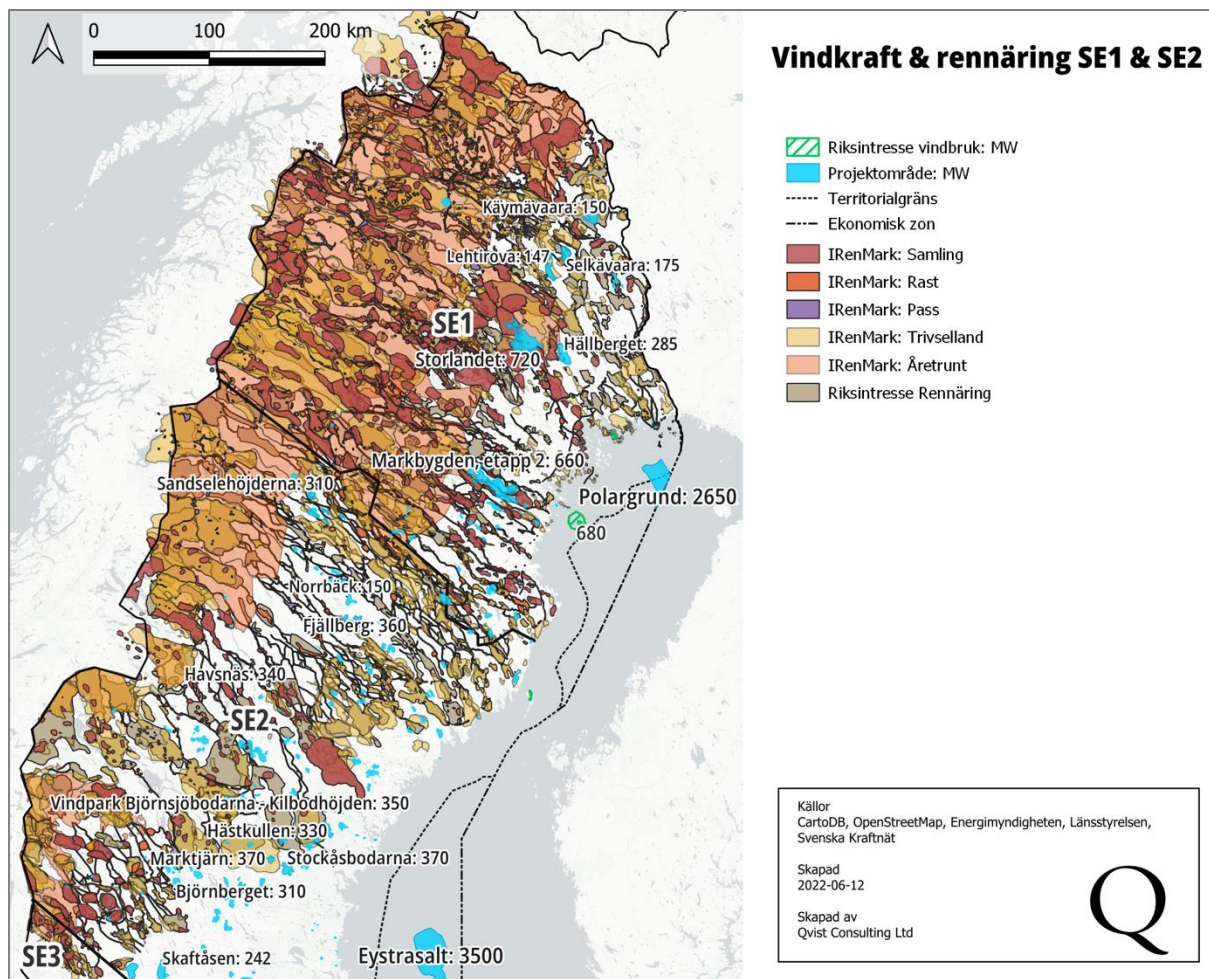
Försvarmakten har också stora intresseområden över SE1, vilket inkluderar skjutfält & övningsfält på mark samt större områden för att möjliggöra in- och utflygning från flygplatser och övning, inklusive övning för lågflygning. De mest relevanta intresseområdena för försvaret visas i Figur 42. Försvarmaktens intresse och påverkansområden innebär inte ett automatiskt stopp för etablering av ny vindkraft men minskar sannolikheten för att kunna erhålla tillstånd eller tillåten höjd. Flertalet större projekteringsområden för vindkraft i SE1 ligger inom något av Försvarmaktens påverkansområden.



Figur 42, Vindkraft & försvarets intressen i SE1

Utöver naturskydd & försvar så innefattar Samebyarnas intresseområden för rennärigen i stort sett hela SE1 på ett eller annat sätt. Figur 43 visar några av de definierade områdena från Sametingets IRENMARK system samt Riksintresset för rennärigen.

Sammantaget innebär de många starka skyddsklasserna för landanvändning i SE1 att potentialen för ytterligare storskalig expansion av landbaserad vindkraft på nya landområden inom SE1 är begränsad. Det finns också för vindkraftens del ett olyckligt förhållande att de områden som har de starkaste skyddsklassningarna även är de områden där det blåser som mest.



Figur 43, Vindkraft & rennäring i SE1 och SE2

Idag finns tre större aktiva projektområden för ny landbaserad vindkraft i SE1 – Storlandet, Käymävaara & Selkävaara – samtliga drivna av Vattenfall, samt ett antal små ännu outvecklade områden markerade som inom område för "riksintresse vindbruk". Sammanlagt handlar det om en identifierad total potential på cirka 180–200 verk över alla dessa områden, och därför ett sannolikt möjligt tillskott på ungefär 1100 MW. Givet de skarpa intressekonflikterna, den stora andelen tillbakadragna projekt i närliggande områden, samt tidigare avslag på delar av projekt (för Hällberget erhöles till exempel inget tillstånd för 66 av 123 turbiner i ansökan) är det vårt antagande för denna modellering att enbart hälften av den potentiella kapaciteten på helt nya landområden i SE1 kan realiseras (dvs. +550 MW).

Utöver nya områden så finns det även i framtiden möjligheter till "repowering" av existerande parker, i samband med vilket man då kan installera större turbiner och höja effekten (även detta kräver dock nya tillstånd). Över samtliga nu uppförda parker i SE1 räknar vi med en effekthöjningspotential genom repowering på cirka +35% (+720 MW). Summerar vi de projekt som ligger på horisonten just nu (+1500 MW), repowering (+720 MW)

samt helt nya projekt på nya områden utöver detta (+550 MW) blir den sammanlagda möjliga expansionen i modelleringen från dagens läge cirka 2700 MW, och den totala potentialen 4750 MW.

Tabell 12, Sammanfattande antaganden kring landbaserad vindkraft i SE1

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	2066	—
2026	3500	1434
Modellerat gränsvärde	4750	2684

7.2.3 Elområde SE1 (Luleå) – Havsbaserad vindkraft

I dagsläget finns ingen havsbaserad vindkraft i havsområdena i anslutning till elområde SE1. En komplicerande faktor är att Bottenviken fryser till och bildar ett istäcke med en medeltjocklek på 40–70 cm över vinterhalvåret (maximal tjocklek över en meter) för att sedan smälta och bli helt isfritt till sommaren, vanligen innan början av juni. I klimatmodelleringar fram till år 2084 så fortsätter denna dynamik, och inget scenario indikerar helt isfria vintrar för Bottenviken i framtiden⁵². Isbildning och förekomst av drivis är inte fundamentala hinder för havsbaserad vindkraft men utgör en komplikation som kan öka kostnaderna betydligt jämfört med områden som inte drabbas av is. Som ses i Figur 36 så ligger hela SE1 inom isutbredningsområde där havet fryser till även vid lindriga vintrar.

Planer fanns tidigare för havsbaserad vindkraft vid Marakallen, som i en tidig utredning markerades som riksintresse för vindkraft. Efter vidare utredningar anser dock Naturvårdsverket att naturvärdena i området är mycket höga och planerna på vindkraft övergavs därför. Det enda större projektet som ligger i planeringsfas i området för närvarande är vindkraftsparken "Polargrund Offshore", som är lokaliserat dels inom territorialhavet i Kalix kommun, dels inom Sveriges ekonomiska zon (EEZ). Planen är att ansöka för 70–120 vindkraftverk inom området. Med ett antagande om installation av de allra största turbinerna som finns på marknaden inom nära framtid (15 MW) skulle detta kunna innebära cirka 1400 MW installerad effekt och drygt 5 TWh elproduktion per år. Ett framtida tekniksprång upp till 20 MW-turbiner skulle öka dessa siffror till 1900 MW och 7 TWh. Med antagandet att åtminstone en mycket stor havsvindpark likt Polargrund får tillstånd och installerar de största turbinerna på marknaden, samt möjligen ett par mindre parker, ansätts det modellerade gränsvärdet till 2365 MW, vilket ger ungefär 8 TWh el ett normalvindår. Havsdjupet i relevanta områden i Bottenviken är grunt nog att existerande kommersiell teknik med fasta fundament kan antas för hela denna potential, även om delar av Polargrund ligger på relativt djupt vatten. Isförhållanden i Bottenviken gör att vindkraftsparker på havsdjup som kräver flytande fundament är mindre troligt.

⁵² SMHI (2022), " Hur förändras havsisen?"

Tabell 13, Sammanfattande antaganden kring havsbaserad vindkraft i SE1

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	0	—
Modellerat gränsvärde	2365	2365
Varav utsatt för havsis	2365	2365
Varav med flytande fundament	0	0

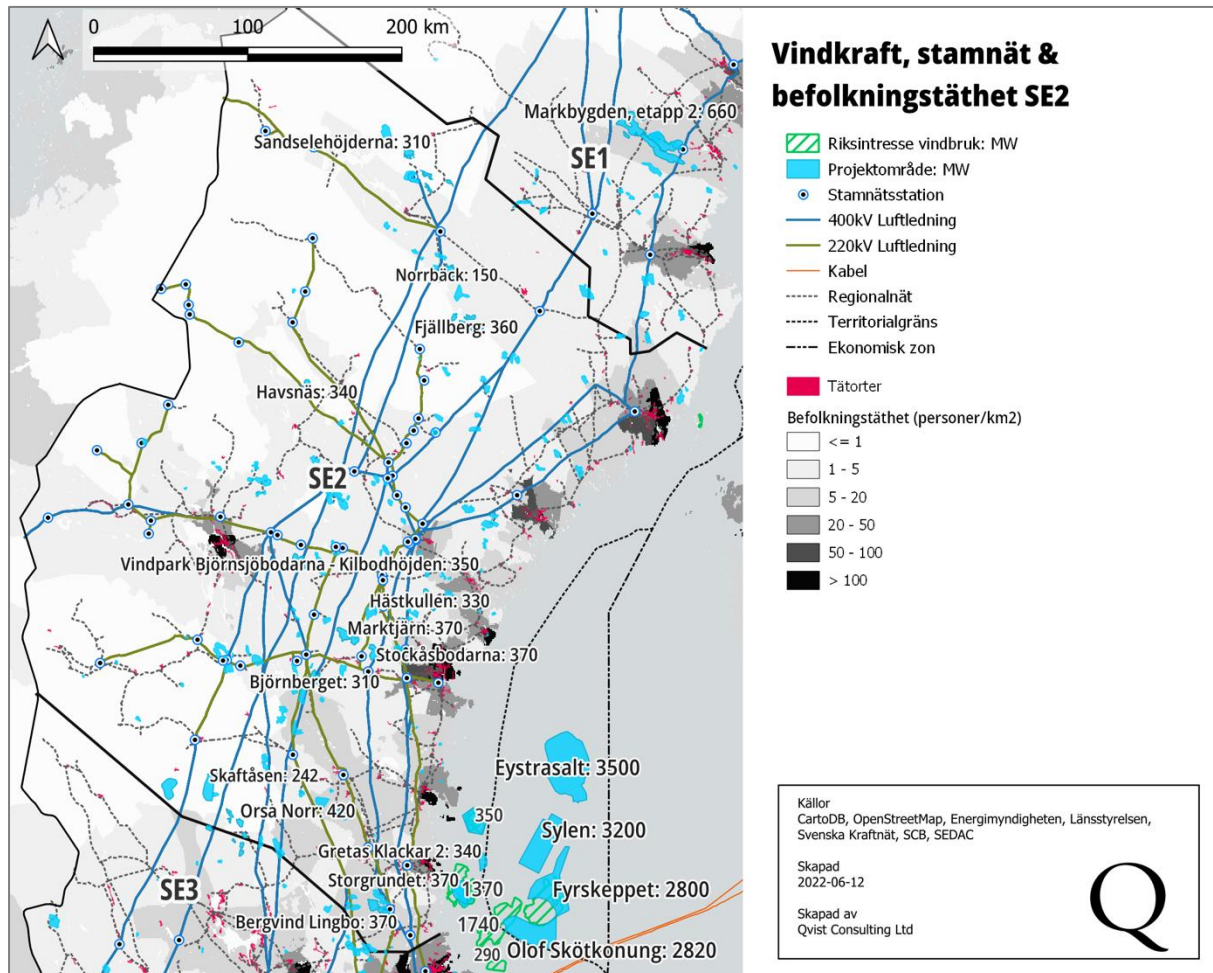
7.2.4 Elområde SE2 (Sundsvall) – Landbaserad vindkraft

SE2 är Sveriges till ytan största elområde och utan tvekan det område där potentialen för expansion av landbaserad vindkraft är som högst. Området har betydligt mindre intressekonflikter med naturskydd och militär än SE1, medan både stamnätet och regionalnäten är mer utbyggda och täcker större områden. Samtidigt är befolkningstätheten inom SE2 mycket lägre än i SE3 och SE4, som kan ses i Figur 44. Figur 45 visar huvudsakliga naturskyddsområden, sjöfart och försvarets intressen i SE2 samt projektområden & riksintresseområden för vindkraft.

Den existerande vindkraften på strax över 5 GW är spridd över hela området med ett stort antal parker med en installerad effekt i storleken 100–500 MW. Många av parkerna är relativt nya och i snitt är effekten 3.2 MW och den tillåtna totalhöjden 169 meter. Vad gäller tillkommande vindkraft så finns cirka +2350 MW till identifierat i parker & projekt som förväntas komma i drift de närmaste 4–5 åren (innan 2026/2027), med en turbineffekt om 4,3 MW och tillåten totalhöjd om 198 meter i snitt. Utöver detta har vi i denna modellering antagit en ytterligare möjlig expansion på +6250 MW för en total installerad kapacitet av landbaserad vindkraft i SE2 om 13750 MW. Majoriteten av denna nya kapacitet måste komma till från en kombination av repowering och expansion till helt nya vindparker i nya områden, då potentialen inom nuvarande identifierade projektområden och ej utvecklade riksintresseområden för vindkraft bedöms vara begränsat till mindre än 2500 MW. De största sammanhängande nuvarande potentialområdena är en expansion av Havsnäs vindkraftpark över ett större närliggande område, Jiltjaur (~300 MW), Olofsberg (~200 MW), Verkanliden (upp till ~160 MW), samt mindre områden som Marktjärn (där man under 2021 erhöll negativt besked från kommunen) och Stockåsbodarna (bara godkänt för 8 verk).

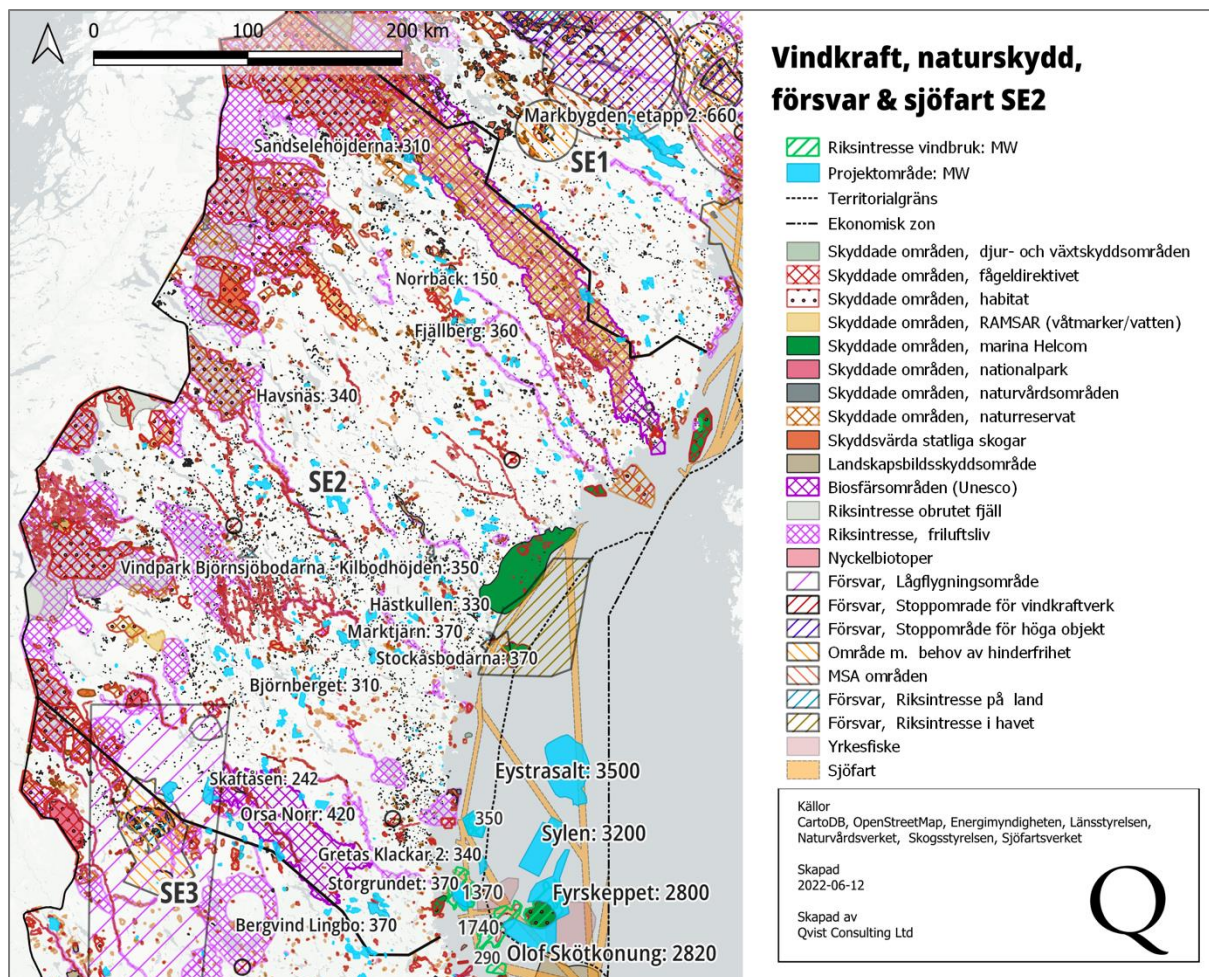
Tabell 14, Sammanfattande antaganden kring landbaserad vindkraft i SE2

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	5150	—
2026	7500	+2350
Modellerat gränsvärde	13750	+8600



Figur 44, Vindkraft, elnät och befolkningstäthet i SE2

Även om intressekonflikterna med olika typer av naturskydd är relativt stora även i SE2 så är landområdet i stort sett ostört från påverkan och intressekonflikter med Försvarsmakten, med undantag från ett lågflygningsområde i sydväst. Stamnät och regionalnät för elektricitet är mycket väl utbyggda i SE2 med ett stort antal stationer spridda över området som ursprungligen byggdes för anslutning av de många vattenkraftverk som installerades längs de stora älvarna (Umeälven, Ångermanälven, Faxälven, Indalsälven & Ljusnan). Denna nätsituation har möjliggjort en relativt effektiv anslutningsprocess för nya vindkraftsparker över mycket stora områden inom SE2. Rennäringens intresseområde sträcker sig över större delen av SE2 med undantag för i sydost (se Figur 43).



Figur 45, Vindkraft, naturskydd, försvar och sjöfart i SE2

7.2.5 Elområde SE2 (Sundsvall) – Havsbaserad vindkraft

I dagsläget finns ingen havsbaserad vindkraft i havsområdena i anslutning till elområde SE2. Stora delar av Bottenhavet (SE2) är isfritt under lindriga vintrar, men fryser till vid normal och svåra vintrar (se Figur 36). Mot slutet av detta århundrade är det dock möjligt att de områden som projekteras för havsbaserad vindkraft i sydvästra Bottenhavet är isfria året under mer extrema framtida klimatförhållanden. Det är även i sydvästra Bottenhavet som havsdjupet är mer fördelaktigt och där alla havsvindsparker under planering är lokaliserade.

Det finns idag minst sex mycket stora havsbaserade vindkraftsparker under något stadie av utveckling med sannolik planerad anslutningspunkt till nät i SE2. Dessa är Eyrstrasalt (~3500 MW), Sylen (~3200 MW), Fyrskeppet (~2800 MW), Gretas Klackar 1 & 2 (2000 + 600 MW) och Storgrundet (750–1000 MW)⁵³. Teoretiskt skulle det alltså kunna handla om en sammanlagd installerad produktionskapacitet på över 10 GW om hela den totala potentialen utvecklas och samtliga planerade turbiner får tillstånd med maximal framtida turbinstorlek⁵⁴. Givet

⁵³ Utöver dessa även Utposten 2 (vars område delvis överlappar med Storgrundet), Utknallen och Utposten 1.

⁵⁴ Siffrorna på installerad kapacitet (MW) från utvecklare baseras oftast på antingen 20 MW eller 30 MW individuell turbinstorlek. De största turbinerna som går att beställa idag (för leverans flera år framåt) ligger i

ekonomiska utmaningar relaterade till is, djupare vatten och det stora avståndet till land för flera av de större utvecklingsområdena, möjligheten att ansluta några av parkerna till stationer i elområde SE3 istället samt sannolikheten kring lokal tillståndsgivning har vi i modelleringen ansatt utvecklingspotentialen för havsbaserad vindkraft i SE2 till strax under 5 GW. Projektområdena är belägna på havsdjup där konventionella fasta fundament kan användas, dock är stora delar belägna på relativt djupt vatten om 40–60 meter vilket är kostnadsdrivande relativt parker i grundare vatten i södra Sverige eller Nordsjöländerna.

Tabell 15, Sammanfattande antaganden kring havsbaserad vindkraft i SE2

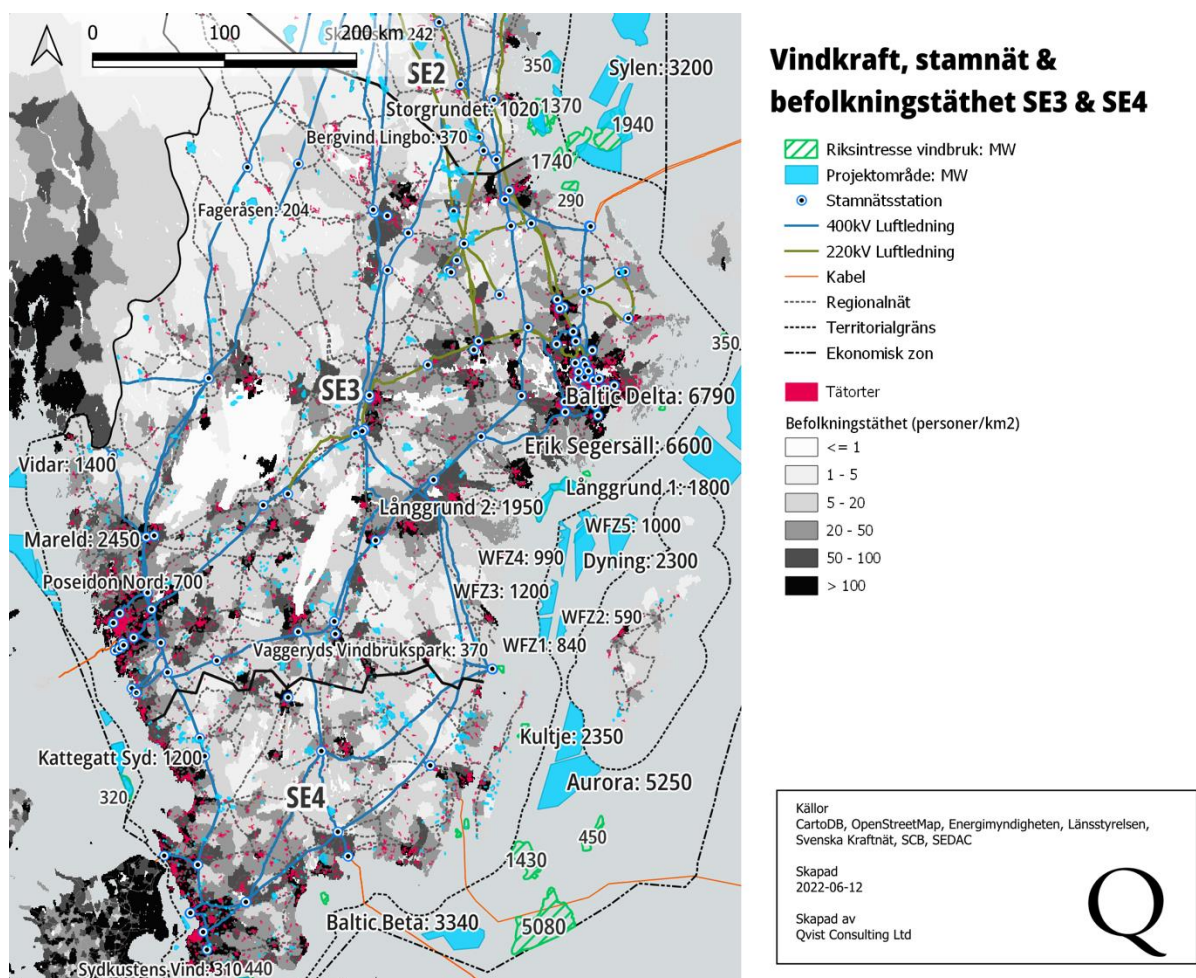
År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	0	—
Modellerat gränsvärde	4783	4783
Varav utsatt för havsis	4783	4783
Varav med flytande fundament	0-500	0-500

7.2.6 Elområde SE3 (Stockholm) – Landbaserad vindkraft

Bland de svenska elområdena har SE3 idag näst mest installerad landbaserad vindkraft och i vår bedömning den näst högsta potentialen för total framtida installerad kapacitet, i båda fallen bakom SE2. Två tredjedelar av Sveriges befolkning bor inom gränserna för elområde SE3, vilket i sig utgör en av de största utmaningarna för en stor expansion av landbaserad vindkraft inom området, framför allt för tillstånd för nya parker med mycket kostnadseffektiva höga turbiner med långa rotorblad.

Den existerande vindkraften på 3.3 GW är spridd över främst mindre och äldre parker (i snitt är effekten 2.0 MW och den tillåtna totalhöjden 132 meter), och är idag mest utbyggd i Västra Götaland. Vad gäller tillkommande vindkraft så finns ~1.2 GW till identifierat i parker & projekt som förväntas komma i drift de närmaste 4–5 åren (innan 2026/2027). Utöver detta har vi i denna modellering antagit en möjlig expansion på ytterligare +1667 MW för en total installerad kapacitet av landbaserad vindkraft i SE3 om 5000 MW. Denna förväntas bestå av ett gäng till utspridda projekt i storleksordningen 6–20 verk samt uppgradering via repowering av äldre verk, då det är osannolikt att någon skulle kunna etablera stora nya landbaserade vindkraftsparker på ny mark i SE3 framöver.

storleksklassen 14–15 MW, och den största enskilda turbinen under aktiv utveckling med första prototyp konstruerad idag ligger på 16 MW.



Figur 46. Vindkraft, elnät och befolkningstäthet i SE3 och SE4

Tabell 16, Sammanfattande antaganden kring landbaserad vindkraft i SE3

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	3333	—
2026	4500	+1167
Modellerat gränsvärde	5000	+1667

7.2.7 Elområde SE3 (Stockholm) – Havsbaserad vindkraft

I dagsläget finns två mycket små havsbaserade vindkraftsparker inom SE3, en liten park i Väneren och parken Bockstigen vid Gotland. Potentialen till framtida utveckling i området bedöms som störst av alla svenska elområden. I Östersjöområdet utanför SE3 finns ett gäng stora projekt i havet i en linje mellan Trosa och Gotland (bla. Dyning – 2300 MW, Långgrund – 1800 MW och WFZ1-5 – 3000 MW).

Om hela den övriga totala potentialen i området som är med i aktiva projekt i projektdatabaser vi har tillgång till utvecklas och samtliga planerade turbiner får tillstånd

med maximal framtida turbinstorlek skulle drygt 9 GW vindkraft kunna installeras i detta område. Av projekten som nämns ovan är det enbart Långgrund (som är uppdelat i två faser) som definitivt effektivt skulle kunna byggas med konventionella fasta fundament. Resterande är på så djupt vatten att flytande fundament skulle krävas.

Under våren 2022 har företaget Njordr Offshore Wind AB annonserat fyra ytterligare mycket stora parker i Östersjöområdet. Baltic Offshore Delta, det största av dessa föreslagna projekt, fick nej från Försvarsmakten under den första hinderremissen i november 2021. Området ligger på så djupt vatten att mindre än en tredjedel av fundamenten kan vara bottenfasta, resterande flytande. Liknande gäller Baltic Offshore Alpha (sannolikt enbart flytande), Beta (ej definierat, men på 55 till 80 meters djup så möjligen kombination fast/flytande), och Epsilon (majoritet flytande, djup 70–180 meter med största del >100 meter). Givet övriga intresseområden för sjöfart, yrkesfiske, naturskydd enligt Helsingforskonventionen och fågeldirektivet, så är det mycket svårt att en stor expansion av ytterligare områden inom Sveriges ekonomiska zon utöver de som nämnts ovan.

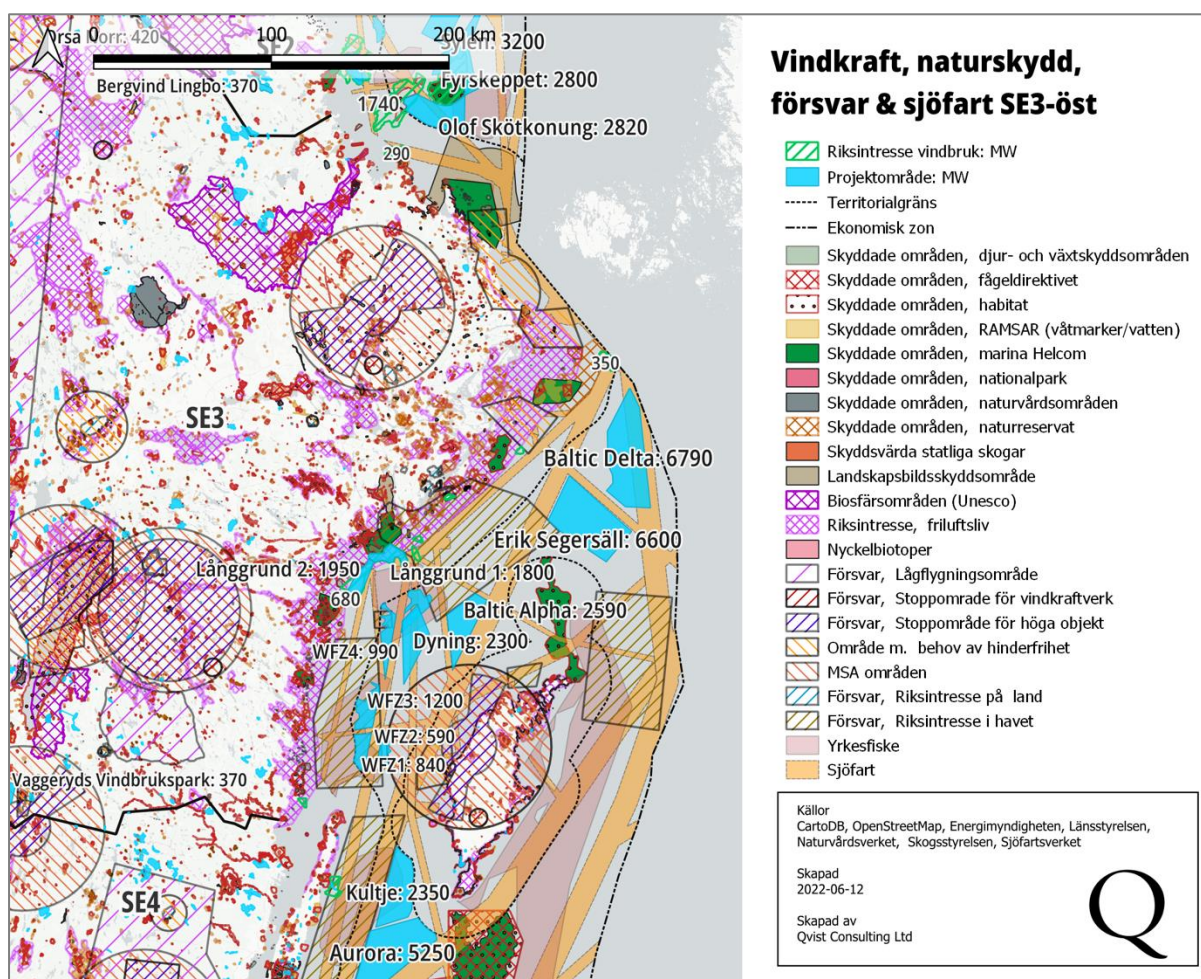
Det finns även tre mycket stora områden under utveckling mellan Gotland och Öland (Aurora – upp till 5250 MW, Gotland Havsvindpark – 1500 MW, Kyltje – 2350 MW) på en latitud som ligger söder om Snitt 3 (mellan SE₃ och SE₄). Det går att diskutera om eventuella vindkraftverk i dessa områden bör anslutas till SE₃ (i detta fall i Oskarshamn) eller i SE₄ (över Öland och fram till Nybro stamnätsstation). I dagsläget är områdena Aurora & Kyltje registrerade som att anslutning planeras till SE₃, medan Gotland Havsvindpark ej finns i register. I vår modellering har vi antagit att dessa parker, som alltså ligger söder om landgränsen mellan SE₃ och SE₄ istället ansluts till SE₄.

På västkusten är ytan för det svenska ekonomiska området betydligt mindre, och sträcker sig över större delen bara 50 km ut från kusten. I det området finns fyra större projektområden under utveckling – Mareld, Vidar, Poseidon (Nord & Syd) & Galatea-Galene (se Figur 48). Av dessa är de tre första på så djupt vatten att flytande fundament är ett krav, med undantag för Poseidon Syd. Den totala potentialen över samtliga dessa områden är i storleksordningen 7 GW, varav ungefär 4.5 GW är på djup om ca 150–350 meter och flytande fundament. I stort sett all havsyta som inte har starka intressekonflikter är inmutad för detta, varför expansionspotentialen utöver detta bedöms som liten.

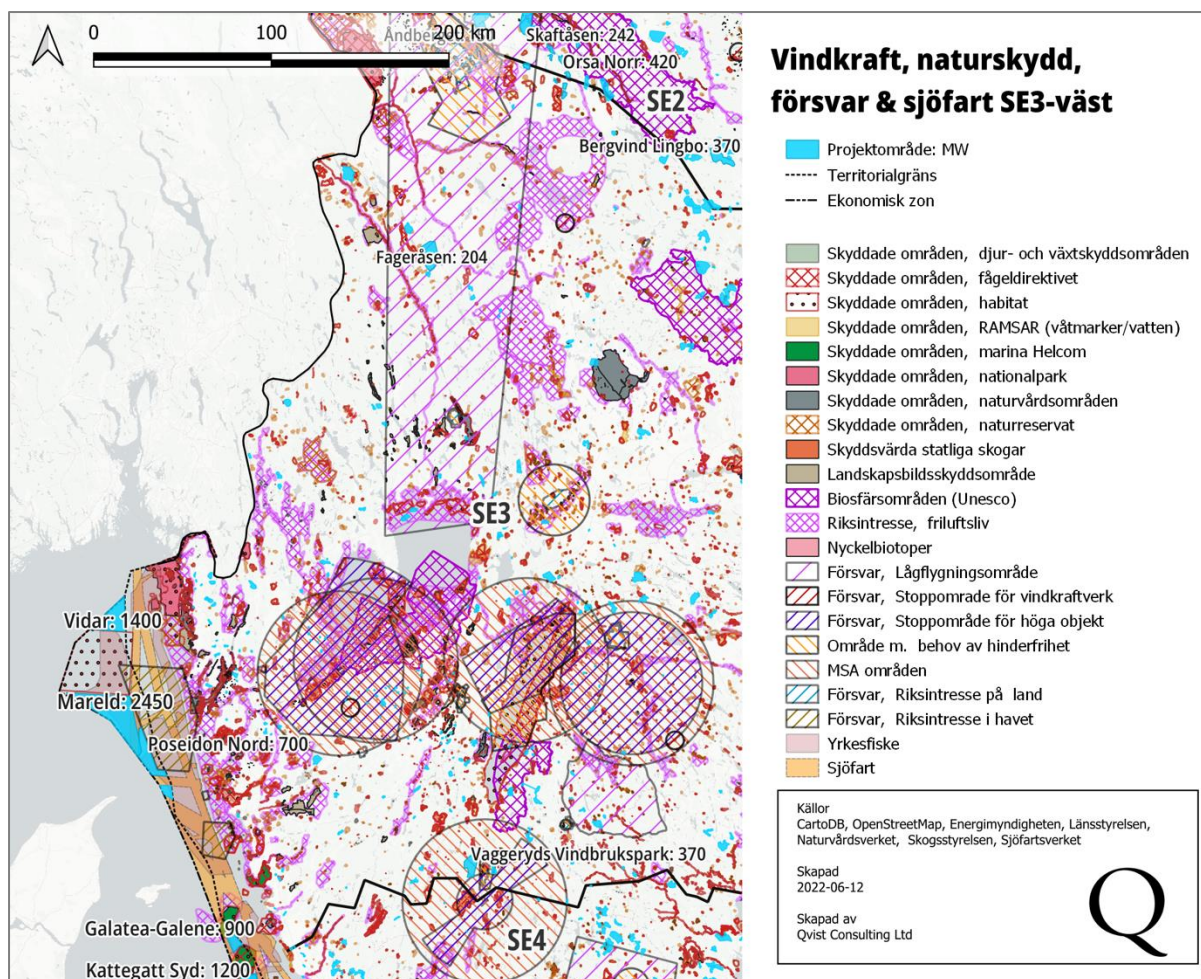
Med ett antagande om en hög andel tillstånd och med antagande om mycket stora och höga verk (15–30 MW per verk med höjd upp till 350 meter) så är den totala utvecklingspotentialen i relevanta områden ungefär 20 GW. Utöver detta skulle ett flertal GW flytande vindkraft kunna etableras längre ut till havs. I modelleringen har vi därför i elområde SE₃ satt ett övre tak på cirka 17.6 GW efter en avvägning av projektens sannolikhet för tillstånd.

Tabell 17, Sammanfattande antaganden kring havsbaserad vindkraft i SE3

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	32.75	—
Modellerat gränsvärde	17623	17590
Varav utsatt för havsis	0-500	0-500
Varav med flytande fundament	12000	12000



Figur 47, Vindkraft, naturskyddsområden, försvar och sjöfart i SE3 (Östersjön)



Figur 4,8, Vindkraft, naturskyddsområden, försvar och sjöfart i SE₃ (västkusten)

7.2.8 Elområde SE4 (Malmö) – Landbaserad vindkraft

Elområde SE₄ innefattar Skåne, Kronoberg, Blekinge och den södra hälften av Kalmar län, och är hem till ungefär 2 miljoner människor på en relativt begränsad landyta. Befolkningstätheten är högst av de svenska elområdena (se Figur 4,6), och området har dessutom stora och starka intressen från Försvarsmakten (se Figur 4,9). Den existerande vindkraften på cirka 1800 MW består av små och äldre parker med relativt små turbiner (i snitt är effekten 1,8 MW och den tillåtna totalhöjden 120 meter). Vad gäller tillkommande vindkraft så finns cirka +450 MW till identifierat i parker & projekt som förväntas komma i drift de närmaste 4–5 åren (innan 2026/2027). I snitt handlar det om turbiner på 4 MW med en tillåten totalhöjd om 192 meter. Utöver detta har vi i denna modellering antagit en ytterligare möjlig expansion på +300 MW för en total installerad kapacitet av landbaserad vindkraft i SE₄ om 2600 MW. Det är i vår bedömning oerhört svårt att se realistiska perspektiv på en stor expansion av moderna stora vindkraftverk i stora nya parker i SE₄ utöver detta.

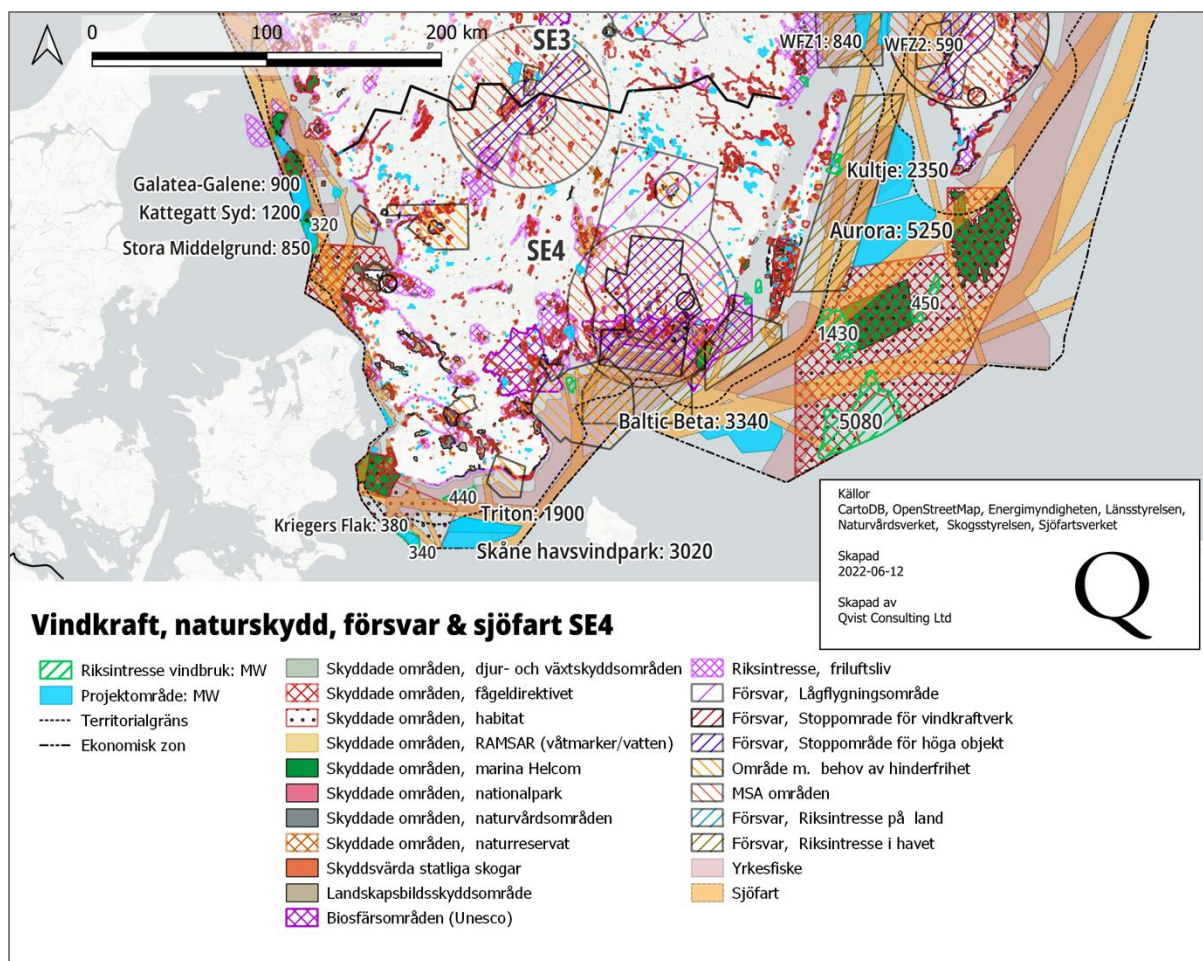
7.2.9 Elområde SE4 (Malmö) – Havsbaserad vindkraft

Tre havsbaserade vindkraftsparker har installerats inom elområde SE4, de mindre parkerna Kårehamn och Utgrunden, utanför respektive innanför Öland, samt den större parken Lillgrund (110 MW) i Öresund. Projekt under aktiv utveckling idag i västerhavet inkluderar Kattegatt Syd (1200 MW), Stora Middelgrund (750 MW), Kriegers Flak (640 MW) och Sydkustens Vind (500 MW). Havsdjupet är fördelaktigt och inget av dessa projekt ligger djupare än 30 meter. Längst i söder ligger även två helt överlappande projektområden som antingen kan utvecklas som OX2 Triton (1800 MW) eller som Ørsted Skåne Havsvindpark (1500 MW), här är djupet ca 45 meter.

Mellan Gotland och Öland ligger tre mycket stora utvecklingsområden för havsvindparker med flytande fundament, Aurora – upp till 5250 MW, Gotland Havsvindpark – 1500 MW och Kyltje – 2350 MW. Den totala utvecklingspotentialen över samtliga relevanta områden runt SE4 är ungefär 14 GW, varav cirka 9.1 GW ligger långt ute till havs och kräver flytande fundament. I modelleringen har vi i elområde SE4 satt ett övre tak som ligger över denna summa, på cirka 15.1 GW, för att utöver detta ta höjd för potential om expansion med fler vindkraftverk inom redan inmutade områden.

Tabell 18, Sammanfattande antaganden kring havsbaserad vindkraft i SE4

År	MW installerad	MW tillägg från idag
Nuläge (2021/12/31)	169	—
Modellerat gränsvärde	15109	14940
Varav utsatt för havsis	0	0
Varav med flytande fundament	9100	9100



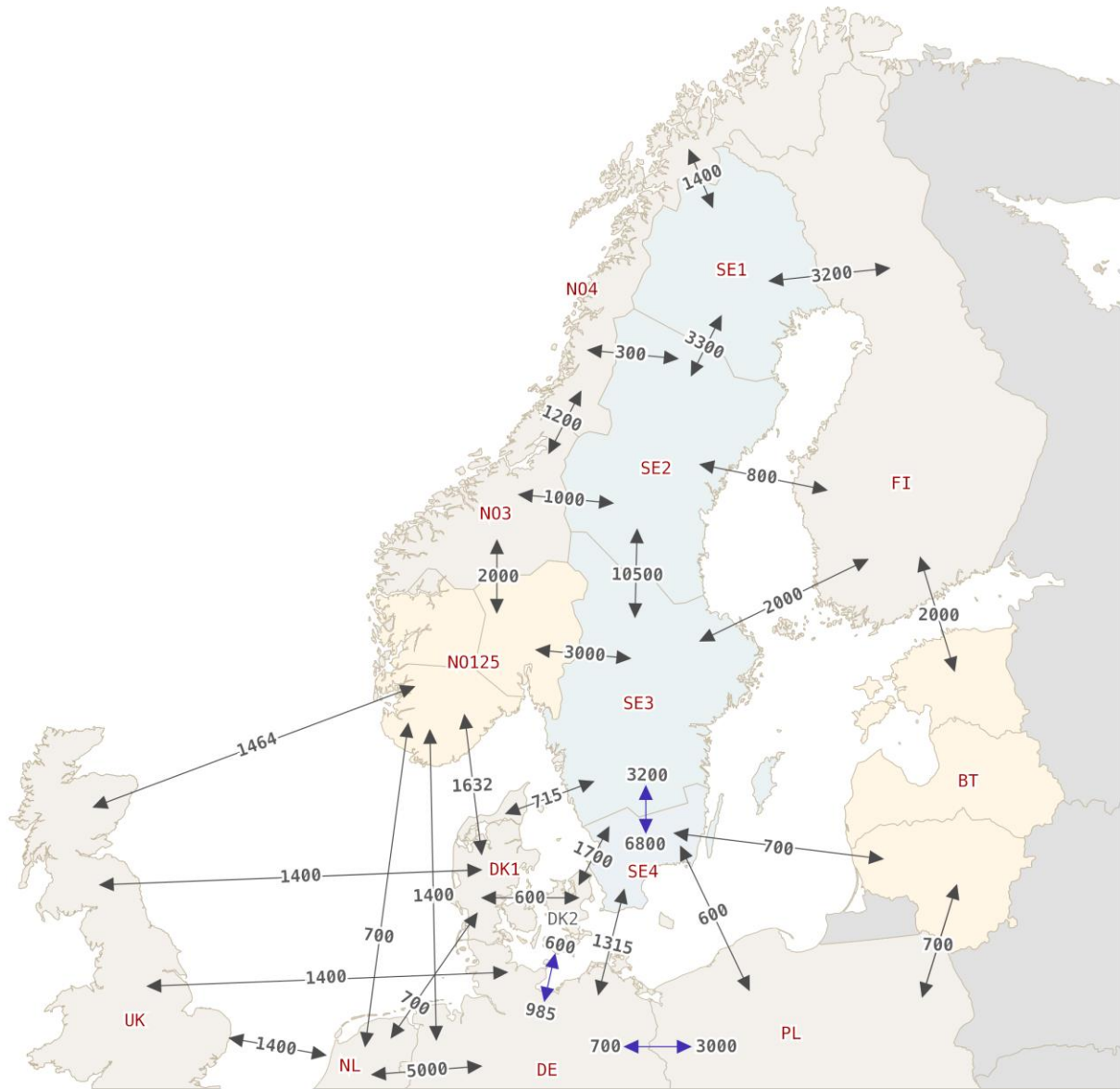
Figur 49, Havsbaserad vindkraft & relevanta skyddsområden i SE4

7.3 Transmissionskapacitet

Den uppdaterade modelleringen skiljer sig gentemot tidigare studier. Transmissionskapacitet definieras för denna modell beroende på riktning och tidssteg. Den existerande maximala transmissionskapaciteten som används som ingångsvärden till modellen presenteras i Figur 50. För modelleringen av den existerande transmissionskapaciteten har grunden varit ENTSO-Es sammanställning av NTC (Net Transfer Capacity) från 2021. Till detta har kompletteringar utförts i två steg:

- Kapacitetsuppgradering har lagts till för vilken investeringsbeslut redan ligger fast, i publicerad långsiktig plan eller som annars uppskattas vara mycket sannolika.
- För att bemöta den starkt ökande elkonsumtionen i främst SE1 i kombination med bristande planerad tillförsel av produktion i Finland har ytterliga förstärkningar implementerats för Norges ingående zoner, linjer mellan Sverige och Finland samt mellan Finland och de baltiska staterna.

Tidsvariabel transmissionskapacitet har extraherats från MAF-2020 och skalats om så att maximal transmissionskapacitet överensstämmer med givna värden i Figur 50. Endast transmissionskapacitet för flöden mellan Sveriges ingående zoner tillåts förstärkas i modellen med samma associerade kostnader som använts i föregående studier.



Figur 50, Modellerad "existerande" maximal överföringskapacitet (NTC) år 2050

8 Appendix C Beräkningsmetoder

8.1 Övergripande beräkningsprocess

Givet modelleringsåret 2050 hämtas data för tillkommande produktionskapacitet och konsumtion från referenskällor; stamnätsoperatörer, myndigheter och ENTSO-E. Med verktyget BalansX byggs kraftsystemen utanför Sverige upp på elområdesnivå med installerad kapacitet för respektive kraftslag och timvisa last samt tillgänglighetsserier. I en preoptimeringsfas förses GenX med kraftsystemet från BalansX som sedan bygger ut och pensionerar en delmängd av kraftresurserna utanför Sverige och ett balanserat nordeuropeiskt kraftsystem erhålls. I det påföljande huvudoptimeringssteget tillåts det svenska kraftsystemet byggas ut medan det preoptimerade systemet utanför Sveriges gränser hålls fixerat och endast driftoptimeras. Detta steg utförs för de modelleringsfall som redovisas i kapitel 7. De huvudoptimerade svenska kraftsystemen läses därefter in av verktyget cGrid för att modellera elpriser. I denna post-processing och analys säkerställs genom justering av kraftsystemens installerade effekt att realistiska priser erhålls.

8.2 Modelleringsverktyg

8.2.1 GenX

GenX är ett mycket konfigurerbart verktyg med öppen källkod⁵⁵ för expansion av kapaciteten för resurser i elsystem som innehåller flera toppmoderna metoder för att utforska kostnadsoptimerade kraftsystemalternativ. I denna studie har en vidareutvecklad version av GenX v. 0.3 använts, vilken utöver allt som den öppna versionen erbjuder, även ger möjlighet att:

- Begränsa minimal och/eller maximal förbrukning för varje definierad bränsletyp
- Begränsa flöden mellan zoner på samma tidsupplösning som övriga ingångsvärden och på detta sätt beakta en variabel överföringskapacitet samt skillnader beroende på riktning
- Begränsa maximal momentan konsumtion för flexibla laster

Det utökade kraftsystemet som används i nuvarande studie har 15 elområden, 32 förbindelser mellan elområden samt 150 olika kraftslag definierade och optimeras över 8760 tidssteg. Att erhålla en enda lösning för ett enskilt fall tar mer än 24 *timmar* av beräkningstid med den senaste versionen av världens mest avancerade lösare (Gurobi 9.5) på en extern

⁵⁵ <https://github.com/GenXProject/GenX>

server⁵⁶ med upp till 36 processorkärnor (Intel Xeon Skylake 8124) och 144 GB RAM. Vidare beskrivning av GenX samt dess baskonfiguration för de svenska elområdena återfinns i tidigare underlagsrapporter.

8.2.2 cGrid

Det nya verktyget cGrid har implementerats i syfte att modellera elprismarknader. cGrid:s grundläggande målsättning är att reproducera budgivningsprocessen som sker på elmarknaden vilken bestämmer produktion och konsumtion i varje tidssteg. Produktionsresurser modelleras utifrån tillgänglighetsserier, installerad kapacitet och marginalkostnad. För kraftslag med modellerad varierande marginalkostnad, inklusive termiska kraftverk samt magasinerad vattenkraft, kan budgivningen modelleras mer detaljerat. Relationen mellan producerad energi och pris definieras i dessa fall av Gauss felfunktion med en viss bredd runt ett pris p_0 . Ytterligare ingångsvärden som kan definieras för dessa kraftslag är minimal effekt och maximal förändringsrat i effekt. Slutligen kan även en begränsad målproduktion (en begränsning av total produktion +/-x%, över hel eller uppdelad tidshorisont) definieras, vilken uppnås genom att priset p_0 varieras (se även avsnitt 6.2.). Resurser för lager och flexibel elanvändning driftas med avseende på maximal vinst respektive minimal kostnad utefter en fördefinierad tidshorisont. Samtliga ingångsvärden kan definieras på samma tidsupplösning. cGrid är implementerat i C++ och Python och kan simulera marknaden för varje tidssteg parallellt. Genom att variera last för ett fördefinierat kraftsystem är det även möjligt att simulera elprisparturbering vilken kan nyttjas i andra verktyg som vill simulera flexibel elanvändning, som är fallet med exempelvis OptiL nedan.

8.2.3 OptiL

OptiL är ett nytt modelleringsverktyg för optimering av anläggningar för vätgasbaserad direktreduktion av järnmalm. Verktyget dimensionerar & optimerar elektrolysanläggningar, vätgaslager, kompressorer, turbo-expanders, värmewäxlare, vätgasturbiner, bränsleceller och energibalansen över hela systemet från pelletisering till färdig järnsvamp. Verktyget rekommenderar även driftstrategi timme för timme för samtliga komponenter över en godtycklig tidsperiod (vanligen ett år) samt förläggningar av underhållsperioder för individuella delar av systemet. OptiL består av ungefär 10,000 rader Python/Pyomo-kod och kräver cirka 500 externt definierade ingångsvärden & parametrar för en körning. För anläggningssystem av en storlek som är begränsad till en nivå där driftbeslut inte har en fundamental påverkan på prissättningen på el så är det möjligt att finna en optimerad lösning på under 10 minuter med gratis tillgängliga lösare. De mer avancerade

⁵⁶ Med det modelleringsupplägg vi använder så formuleras ett generellt matematiskt optimeringsproblem som sedan skickas till en extern "lösare" som hittar den optimala lösningen på en cloud-server och sedan skickar detta tillbaka till verktyget för post-processing.

modellversionerna som även klarar av situationer där anläggningarnas beslut har stor påverkan på elmarknaden kräver Gurobi version 9.5.0 eller senare som lösare.

8.2.4 BalansX

BalansX (BX) är ett enkelt Excel-baserat verktyg som används för att snabbt och visuellt bygga upp och analysera den framtida (och historiska) utvecklingen för kraftsystem på en övergripande elområdesnivå och på årsbasis. BX används för att fördefiniera olika scenarier för både produktionskapacitet och elanvändning givet data från referenskällor (myndigheter, stamnätsoperatörer, ENTSO-E etc.), samt processa fram timvis efterfrågan från värden summerade över längre tidsperioder (vanligen per år).

8.3 Elområden utanför Sverige

8.3.1 Modelleringsprocess

BalansX verktyget lägger grunden för hur modelleringen av kraftsystemen i elområden utanför Sverige utförs. För det modellerade framtidsåret 2050 baseras ingångsvärden från referenskällor (stamnätsoperatörer, myndigheter, ENTSO-E) specifikt per elområde. Tillkommande produktionskapaciteter för landvind, havsvind, solkraft, kärnkraft, termiska kraftverk och vattenkraft ansätts. Historiska timvisa produktionsserier för landvind, havsvind och sol definierar dessa kraftslags produktion i modellen och kapacitetsfaktorer för redan existerande kraftslag per elområde medan produktionsserier från MAF2020 används för kraftslag som vid 2021 års slut inte existerar i elområden. Kärnkraftverk antas driftas som basproduktion i områden utanför Sverige. Hanteringen av övriga termiska kraftverk och vattenkraftverk presenteras i nästa avsnitt.

En tillkommande last ansätts för varje elområde. Denna last består av en del baslast och en del variabel last som läggs till på 2018-års last som utgör grundlasten. Medan tillkommande baslast är en konstant adderad last så följer den tillkommande variabla delen lastprofilen över året. Det innebär att större delen av den variabla lasten tillkommer höglasttimmar och, vice versa, mindre del låglasttimmar.

Utifrån ovanstående ingångsvärden erhålls ett kraftsystem med timvis produktion och konsumtion. Lagringsalternativ, batterier och vätgas, inkluderas i systemet genom en *preoptimering* i GenX. Då olika referenskällor används för olika elområden är det svårt och utmanande att endast med BalansX verktyget utvärdera det fullskaligt interagerande kraftsystemet. Detta är ytterligare en anledning att låta GenX skapa ett balanserat system utifrån fördefinierade ingångsvärden i BalansX.

I preoptimeringen har produktion och konsumtion för det svenska kraftsystemet fördefinierats med BalansX på motsvarande sätt som beskrivs ovan för elområden utanför Sverige. Batteri och vätgaslager tillåts expandera i elområden BT, DE, UK, NL, PL, DK₁, DK₂, & FI medan för elområden med större osäkerheter i det predikterade framtidsscenarioet (BT, DE, UK, NL, PL) tillåts även havsvind och solkraft byggas ut och/eller pensioneras medan landvind tillåts endast pensioneras. All annan produktions- samt överföringskapacitet hålls fixerad i preoptimeringen.

8.3.2 Behandling av kraftslag med 'marginalkostnad

I elområden utanför Sverige finns det två typer av kraftslag som modelleras med marginalkostnad; termiska kraftverk (kraftverk som bränner fossila bränslen, biomassa, biogas och/eller vätgas) samt magasinerad vattenkraft. Dessa kraftslag definieras på ett mycket snarligt sätt. Baserat på zonvisa day-ahead-priser samt genererad energi för kraftslaget, bestäms marginalkostnad (alltså hur kraftslaget har budat historiskt för, i detta fall, referensåret 2018) med anpassning till Gauss felfunktion runt ett pris p_0 med en antagen bredd framtagen validerat mot historisk data. I GenX så är felfunktionen diskret, dvs kraftslaget genererar energi i olika trappsteg för produktionskapaciteten med ökande marginalkostnad, medan den är kontinuerlig för cGrid. Ett stort antal trappsteg ökar drastiskt beräkningsbördan för GenX. Preoptimeringen har gjorts med flera trappsteg medan huvudoptimeringen har körts med ett trappsteg. Detta görs för varje 48-timmars intervall över året. Rent principiellt innebär detta att för varje tidssteg bestämmer p_0 i vilken ordning de termiska och vatten-kraftverken budar in på marknaden och genererar energi i modellen. Ytterligare ingångsvärden som (kan) definieras för dessa kraftslag är installerad effekt, minimal effekt (tidsberoende i cGrid) och maximal förändringsrat i effekt. Slutligen definieras även en begränsad målproduktion, det vill säga, en begränsning av total produktion +/-3%, över hela tidshorisonten, som i sin tur möjliggör att vattenkraften inte kan producera mer energi än vad som motsvarar tillrinningen.

8.3.3 Termiska kraftverk

För det modellerade året 2050, antas termiska kraftverk buda på liknande sätt som "basåret" (i denna modellering 2018), men med en modifierad installerad effekt att tillgå. För områden som innehåller en stor andel väderberoende produktion, exempelvis Tyskland, så antas de termiska kraftverken drifas som 'peaking power plants'. Genom att ansätta en begränsad målproduktion för dessa kraftslag, en ökad marginalkostnad, samt en modifierad minimal effekt så säkerställs en realistisk drift.

8.3.4 Vattenkraftverk

SvKs rapporterade timvisa produktionsdata per kraftslag slår samman 'Hydro Run-of-river and poundage' med magasinerad vattenkraft för Sveriges elområden medan ENTSO-E data gör motsvarande för Finland. I nuvarande studie modelleras 25% och 100% av producerad

vattenkraft i elområde SE₃ respektive SE₄ som 'Mustrun' medan motsvarande för Finland är 20%. Likt tidigare studier, har det begränsade produktionsmålet för den svenska vattenkraften dragits ned med 4.6 TWh (8%, representerande ett torrår) jämfört med 2018 i huvudoptimeringen, medan Norges produktionsmål har ökat i enlighet med prognoser från Statnett. För Finland har faktiska värden från 2018 ansatts.

8.3.5 Bio- och kärnkraftverk

De biobränslebaserade kraftslagen samt kärnkraft inom Sveriges gränser har även de marginalkostnader. De modelleras på samma sätt som i föregående studie. Motiverat av kärnkraftens låga marginalkostnad kombinerat med behovet att undvika större beräkningsbördor, modelleras kärnkraft utanför Sverige som 'Mustrun'.

8.3.6 Flexibel elanvändning

För eluppvärmning och laddning av elektrifierad vägtransport används de ingångsvärden som presenterats i tidigare underlagsrapporter (se Kapitel 1).

8.4 Modellering av handel med utlandet

Huvudoptimeringen som utförs i GenX är det steg då endast det svenska kraftsystemet tillåts byggas ut. Detta görs med generellt oförändrade ingångsvärden jämfört med tidigare studier. Kapaciteten i de preoptimerade systemen utanför Sveriges gränser hålls fixerat och driftoptimeras i nuvarande studie. Denna driftoptimering omfattar inte enhetsåtaganden (t.ex. beslut om uppstart och avstängning) medan driftbegränsningar (till exempel maximal timvis förändring i relativ effekt) inkluderas.

I kontrast till föregående studier så appliceras i denna studie handel helt enligt nuvarande elmarknad med marginalkostnadsprincipen och internationell elhandel. Detta har möjliggjorts genom att nödvändiga ingångsvärden för produktionskapacitet, kapacitetsfaktorer, laster etc. har definierats för alla elområden utanför Sverige. För elområdena utanför Sverige, finns det två typer av kraftslag med marginalkostnad, termiska kraftverk (kraftverk som bränner fossila bränslen, biomassa, biogas och/eller vätgas) samt magasinerad vattenkraft (beskrivs i nästföljande avsnitt).

Då Sveriges kraftsystem är relativt litet i förhållande till kraftsystemen i Nordeuropa så kommer den kostnadsoptimala systemlösningen för Sverige starkt påverkas av antagandena kring hur elproduktionen, elkonsumtionen och den installerade produktions och lagringskapaciteten i grannländerna ser ut i framtiden. I optimeringsanalyser som beaktar elhandel till och från ett avgränsat optimerat system så räknas import som en kostnad som höjer systemkostnaden och export som en intäkt som sänker systemkostnaden. Den stora utmaningen med ett sådant upplägg är att systemet kan bli

mycket känsligt för antaganden som görs kring utvecklingen av kraftsystemen i andra länder. Detta kan tydliggöras med följande exempel.

Tysklands befolkning är åtta gånger större än Sveriges och dess kraftsystem redan idag cirka 4 gånger större. Totalt utgör Sveriges kraftsystem cirka 15% av det Nordeuropeiska system som inkluderas i handelsmodelleringen. Om modelleringens antaganden är sådana att det till exempel är aningen mer ekonomiskt fördelaktigt att bygga produktionskapacitet i Sverige än i andra länder, och kostnaden för utökad handelskapacitet är relativt låg, så föreligger risken att det kostnadsoptimala svenska kraftsystemet främst dimensioneras för att exportera mycket stora volymer el till Tyskland snarare än för att främst förse inhemska behov. Om motsatta förutsättningar antas, så kan det kostnadsoptimala svenska systemet dimensioneras för att till mycket stor del förlita sig till import snarare än inhemsk produktion. Volymen på den svenska bruttohandeln med Tyskland är idag cirka 1% av den inhemska svenska produktionen, men skulle alltså i teorin kunna vara dominerande i modelleringsresultaten. Dessa problem uppstår specifikt då ett litet system (som Sverige) kopplas till mycket större system (Nordeuropa).

I denna studie har följande gjorts för att hantera denna problematik:

- Genom att kraftsystemet utanför Sverige har preoptimerats innebär det att det svenska kraftsystemet varken dimensioneras för att hantera elbrist i ett elområde utanför Sverige genom stora exportmängder eller motsvarande kan förse med en överkapacitet för import av el som kan dämpa utbyggnaden av produktionskapacitet samt överföringskapacitet i de svenska elområdena.
- Alla kraftslag utanför Sveriges gränser tillåts endast 'driftoptimeras'. I praktiken innebär detta att endast rörliga kostnader tillkommer den globala målfunktionen som optimeras för elområden utanför Sverige. Det är dessa rörliga kostnader som lägger grunden för en realistisk handel.
- Överföringskapaciteten för förbindelser utanför Sverige hålls fixerade (om än expanderade från dagens nivåer) vilken begränsar möjlig handel.

8.5 Elmarknadsmodellering & post-processing

Elprismodellering kan utföras väl med GenX verktyget och med de metoder för vilka implementerats för termiska kraftverk och magasinerad vattenkraft som beskrivits ovan. GenX erbjuder däremot inte möjligheten för den magasinerade vattenkraften att anpassa sina bud då utbud-efterfrågan är signifikant annorlunda än 2018 (budgivningen är anpassad efter data för detta 'basår'). Vidare kan GenX endast specificera ett värde för vattenkraftens minimala effekt vilket leder till att den säsongsberoende minimala produktionen inte fångas i modellen. Tillsammans kan detta leda till prisserier som inte antar realistiska mönster. Dessutom, då beräkningsbördan i GenX är tung har endast ett trappsteg för termiska och

vattenkraft-verk använts här vilket gör att driftmönstret är betydligt mer volatilt än vad som är realistiskt.

Utöver GenX saknade förmåga att representera den magasinerade vattenkraftens budmetodik, så driftas de resurser som på något sätt nyttjar lager eller flexibel elanvändning inte helt realistiskt. Detta inkluderar flexlasterna, eluppvärmning och laddning av elektrifierad transport, samt batteri- och vätgaslagring. GenX optimerar laddning och urladdning för lagerresurser (motsvarande ökning och minskning för flexlaster) givet att de ska gå med vinst men med full information om tillgång och behov av el för hela tidshorisonten. På så vis, driftoptimeras dessa resurser på ett orealistiskt sett. En riktig lageroperatör skulle enbart kunna göra driftsbeslut med betydligt sämre information och utövar dessa beslut primärt med grund i elprisprognoser på kortare tidshorisont.

Verktöget cGrid har utvecklats med syfte att modellera elprismarknaden. Här anpassar den magasinerade vattenkraften sina bud efter utbud-efterfrågan och lager samt flexlastresurser utövar driftsbeslut på specificerade tidshorisonter. Termiska och vattenkraftverk baserar sin produktion på detaljerad budgivningsstrategi vilket medför ett betydligt mer realistiskt driftmönster. Dessutom kan vattenkraftens minimala produktion begränsas på timvis upplösning. Slutligen besitter cGrid därtill förmågan att kopplas till Optil som möjliggör optimering av dimensionering och drift för järn- och stålindustrins initiativ med realistisk prispåverkan.

I en postprocessing och analys med cGrid verktöget säkerställs, genom justering av kraftsystemens installerade effekt, att realistiska priser erhålls. Justering i installerad effekt görs för kraftslagen solkraft, land- och havsbaserad vindkraft samt kärnkraft givet att dess utbyggnad inte redan nått maximal begränsning. Dessa kraftslag expanderas i proportion mot deras, av GenX, redan utbyggda kapacitet. Till totalkostnaden för dessa modelleringsfall adderas eller subtraheras associerade fasta och rörliga kostnader.

9 Appendix D Validering av elmarknadsmodellering

9.1 Introduktion och upplägg

Ett modelleringsverktyg⁵⁷ kan i princip valideras antingen genom jämförelser med verkliga historiska data eller genom korsvalidering mot andra modelleringsverktyg som kör som modelleringsfall.

Det finns två sätt att verifiera och validera ett modelleringsverktyg och modellering:

1. Mot verkliga historiska data
2. Mot andra modelleringsverktyg som kör samma modelleringsfall

Historisk validering är en absolut nödvändighet eftersom det representerar den enda möjligheten att jämföra en modell mot en "objektiv sanning". Att reproducera historiska situationer & tidsperioder har dock den uppenbara begränsningen att det är begränsad till enbart historisk erfarenhet (t.ex. för elpriser för individuella svenska elområden finns enbart data tillgänglig sedan 2011). Om ett framtida system modelleras som skiljer sig markant från historisk erfarenhet, så blir utmaningen att bekräfta om den historiska valideringen fortfarande är relevant och tillräcklig. En annan grundläggande utmaning är att definiera om matchningen mot historiska siffror egentligen ska anses vara "bra" eller "bra nog" för de ändamål modelleringen används.

Korsvalidering med andra modelleringsverktyg har fördelen att det är möjligt att simulera kontrafaktiska historiska situationer samt framtidsscenarier utan att vara låst till historiska situationer. Nackdelen är att olika modeller och modelleringsverktyg kan göra samma typ av fel. Det kan också vara mycket svårt att hitta lämpliga fall att validera mot, eftersom modelleringsupplägget och dess resultat måste vara mycket tydligt beskrivna för att vara reproducerbart.

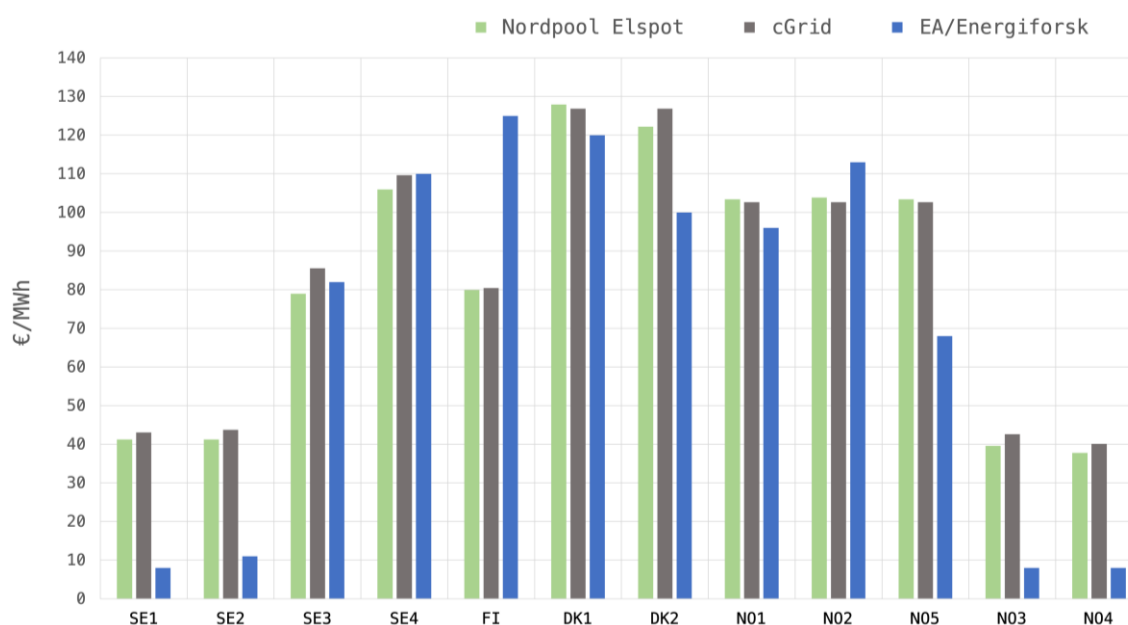
För att så långt som möjligt validera de verktyg och upplägg som används i denna studie har både historisk validering och korsvalidering använts. I februari 2022 publicerade Energiforsk en kontrafaktiskt studie utförd av danska konsultbolaget Ea EnergiAnalyse (EA), där de analyserar elprissituationen i södra Sverige med och utan Ringhals reaktorer 1 & 2 (R12) i drift under den historiska perioden hösten 2021 [13]. Man inkluderar även ett kontrafaktiskt modelleringsfall med en 3.5 GW havsvindkraftspark i drift kopplad till elområde SE4 under samma period. Modelleringen utan R12 och havsvindparken i drift motsvarar därför en direkt historisk valideringsmodellering över tidsperioden ifråga medan de med R12/havsvind är kontrafaktiska modelleringar över samma tidsperiod. Energiforsks utmärkta rapport

⁵⁷ Med verktyg menas här inte bara verktyget ifråga men även den uppsättning inställningar och ingångsvärden som används.

inkluderar allt som behövs för att utföra korsvalidering, och den presenterar även de data som behövs för en jämförelse av resultat från historisk validering.

9.2 Historisk validering

Den historiska tidsperiod som Energiforsks studie refererar till är hösten 2021, mer specifikt september till november. Figur 51 visar en jämförelse mellan faktiska elpriser på marknaden Nordpool Elspot (grönt), de priser som modelleringsupplägget som används i denna studie erhåller över samma tidsperiod (grå, cGrid) samt de priser Energiforsk/EA ser med sitt modelleringsverktyg Balmorel (blå). Notera att i cGrid-modellen som användes i för valideringen så behandlades de danska elområdena DK1 & DK2 som ett elområde⁵⁸ (alltså med samma pris), samt att Norges elområden har grupperats i Syd (NO125), Mellan (NO3) och Nord (NO4), medan alla dessa elområden behandlas separat i EA:s modellering.

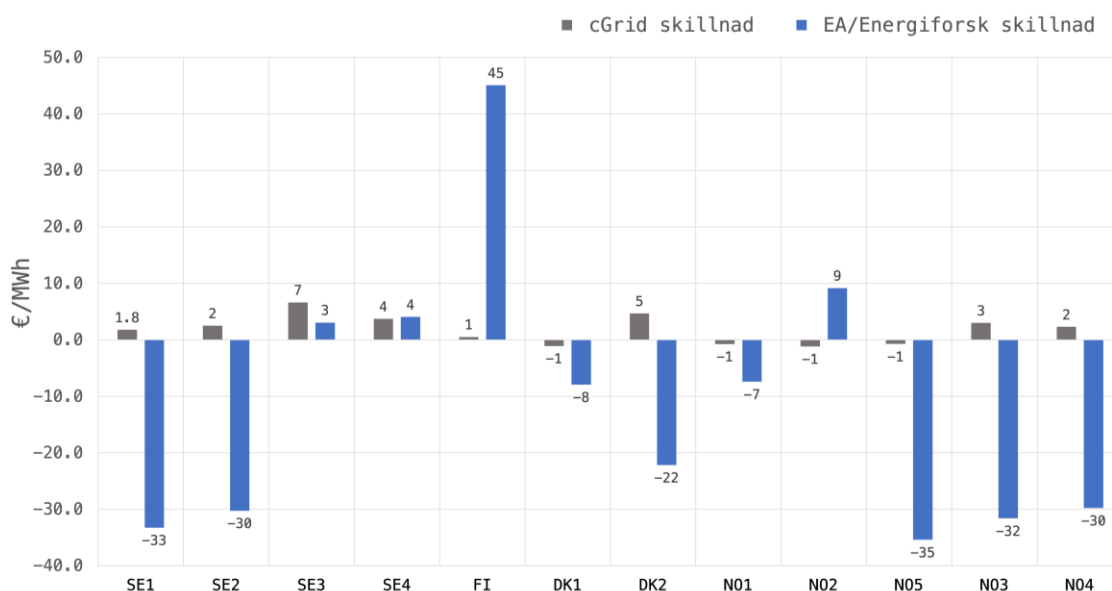


Figur 51, Genomsnittliga elpriser i nordiska elområden september-november 2021

Skillnaden mellan de historiska referensvärdena (från Nordpool Elspot) och de modellerade värdena över tidsperioden ifråga presenteras i Figur 52. Båda modelleringsverktyg visar god överensstämmelse med historiska priser i de elområden som EA:s studie fokuserar på, framförallt SE3 och SE4. I området längre bort från det specifika intresseområdet för studien, till exempel Finland, norra Sverige och norra Norge, så är överensstämmelsen med historiska värden fortsatt god för cGrid, medan EA:s analys underskattar priserna i dessa områden. Det går inte från denna jämförelse att dra några övergripande slutsatser kring om något modelleringsverktyg eller upplägg är fundamentalt "bättre" än ett annat, och det är heller

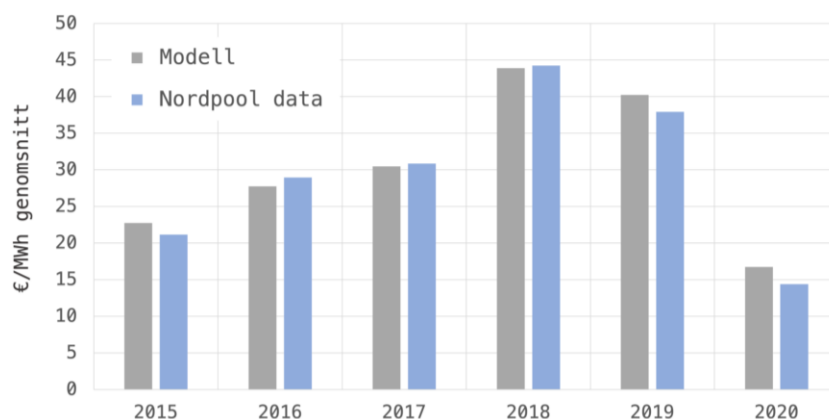
⁵⁸ För scenarioanalysen i denna studie, som utfördes efter denna validering, så har DK1 och DK2 behandlats som separata områden med egen prisbildning.

inte ambitionen här. Valideringen syftar på att visa på skillnaden mellan cGrids modellering och historiska värden, samt hur nära dessa resultat motsvarar verkligheten jämfört med en modellering av samma tidsperiod i en annan oberoende studie utförd med ett annat modelleringsverktyg. Slutsatsen är att verktygen som används i scenarioanalysen i denna studie står sig väl i jämförelse med andra ledande alternativ.



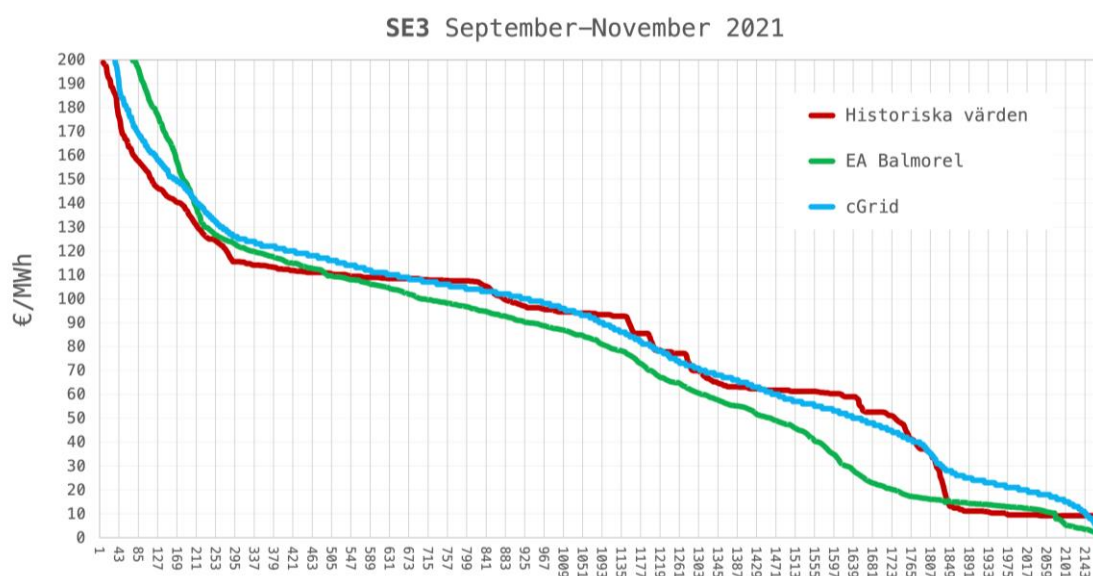
Figur 52, Skillnad mellan historiska och modellerade elpriser i nordiska elområden

cGrid uppnår en liknande nivå av överensstämmelse med historiska genomsnittspriser även för andra perioder, även i de (för kraftsystemsmodellering) utmanande regionerna som domineras av vattenkraft med stora magasin. Figur 53 visar validering av cGrids beräkning av årsmedelpris (summerat från timvis modellering) för den historiska tidsperioden 2015–2020 i elområde SE1. Skillnaden mellan de modellerade genomsnittspriserna och det faktiska genomsnittet för dessa år ligger i spannet €1–5/MWh (2–15 %).

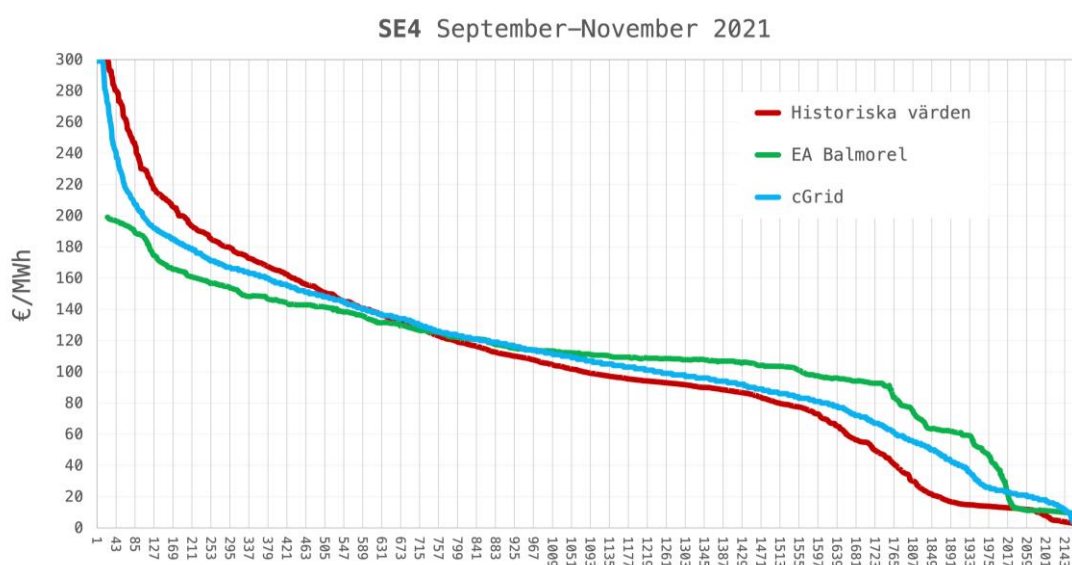


Figur 53, cGrid validering mot historiska priser i elområde SE1, 2015–2020

Det är dock möjligt att uppnå en bra överensstämmelse på ett genomsnittligt värde över en lång tidsperiod utan att korrekt representera den underliggande dynamiken sett över en högre tidsupplösning. För att validera att modelleringen timme för timme visar rimlig överensstämmelse med historiska värden kan en varaktighetskurva med fördel användas, där till exempel elpriser ordnas från högt till lågt över perioden⁵⁹. Figur 54 & Figur 55 visar varaktighet (hög till låg) av faktiska och modellerade elpriser i SE3 respektive SE4 under hösten 2021.



Figur 54, Varaktighetskurva för elpriser i SE3 september-november 2022



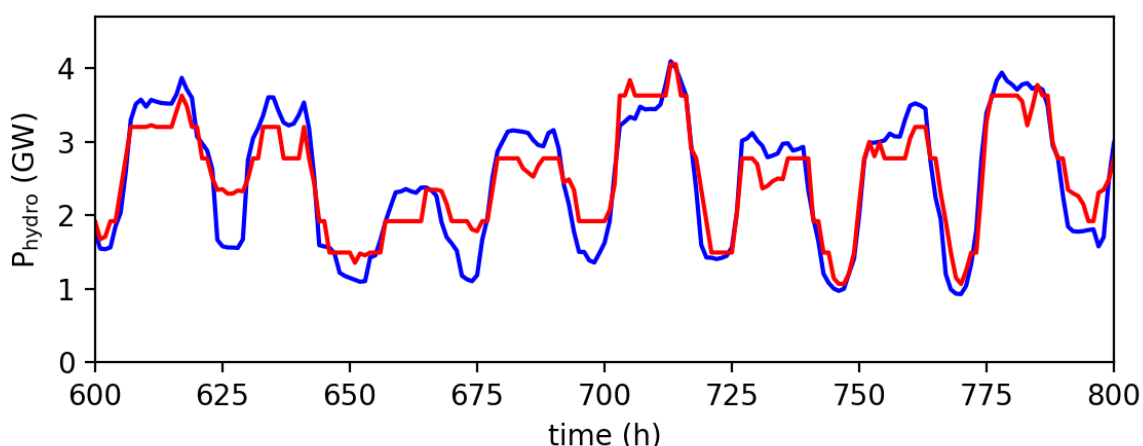
Figur 55, Varaktighetskurva för elpriser i SE4 september-november 2022

Modelleringarna visar en ungefär likvärdig representation av prisvaraktigheter i SE3, men EA:s modellering matchar det genomsnittliga priset över perioden i SE3 något bättre än

⁵⁹ Figurer för jämförelse av elpriser timme för timme i kronologisk ordning över en längre tidsperiod blir ofta mycket svår att tyda, varför varaktighetsdiagram vanligen används för tidsperioder över ett par veckor.

cGrid. För varaktigheten i SE4 är cGrids modellering något närmare verkligheten framförallt vid höga priser. Den mest utmanande delen av en elmarknadsmodell som ska beskriva och beräkna priser i det nordiska kraftsystemet är att på ett realistiskt och fysikaliskt sätt representera vattenkraft kopplade till stora magasin. Produktionsprofil och budkaraktäristik för till exempel solkraft, vindkraft och run-of-river vattenkraft är modelleringsmässigt relativt enkelt, då de producerar enligt angivna ingångsvärden och budar vid sin mycket låga marginalkostnad⁶⁰. Termiska kraftverkskategorier som kärnkraft, biokraftvärmeverk, gaskraftverk och kolkraftverk är mer utmanande och komplext men fortfarande relativt lätt att beskriva då de budar in sin produktion vid en på förhand bestämd trappa av marginalproduktionskostnader. Vattenkraftverk med stora magasin är unika då dess faktiska marginalkostnader är mycket låga men budgivning sker utifrån en avancerad alternativkostnadsanalys – bör en m³ vatten i magasinet användas nu eller sparas till ett senare tillfälle? – som kan sträcka sig över långa tidsperioder.

Figur 56 visar ett exempel på en validerande jämförelse mellan den av cGrid modellerade produktionen i vattenkraften i elområde SE1 över 200 timmar under en historisk tidsperiod (slutet av januari och början av februari 2018). Modelleringsverktygen och uppläggen som används i denna studie (både GenX och cGrid) har grundligt testats för att säkerställa att den underliggande dynamiken i både prissättning på elmarknaderna och vattenkraftens faktiska driftmönster är representativt och nära nog verkligheten över historiska tidsperioder för att vara användbart.



Figur 56, Simulerad och faktisk produktion i vattenkraft i SE1, en period i Jan/Feb 2018

9.3 Korsvalidering med kontrafaktiska modelleringsfall

De kontrafaktiska modelleringsuppläggen för denna jämförelse, baserad på de fall som analyseras i EA:s studie för Energiforsk [13], beskrivs i Tabell 19. I fall "R12 #1" läggs Ringhals

⁶⁰ Att utifrån rå väderdata producera realistiska och användbara ingångsvärden kan dock vara en stor utmaning.

1 & 2 tillbaka in i systemet i SE₃ (+1785 MW tillgänglig planerbar effekt) men inga förändringar görs i tillgänglig överföringskapacitet. Fall "R12 #2" kompletterar föregående fall med ökad överföringskapacitet över både snitt 2 och 3, i enlighet med EA:s bedömning av hur stor denna effekt är. Fallet "Havsvind" lägger till en havsvindpark på 3500 MW i elområde SE₄, som i EA:s fall modelleras med 49% kapacitetsfaktor över tidsperioden ifråga. I vår modellering ansätts 3500 MW ökad kapacitet med vår egen bedömning av en realistisk produktionsprofil över tidsperioden (41 % kapacitetsfaktor), samt även med samma produktionsprofil för havsvindparken som Energiforsk/EA använde.

Tabell 19, Kontrafaktiska modelleringsfall

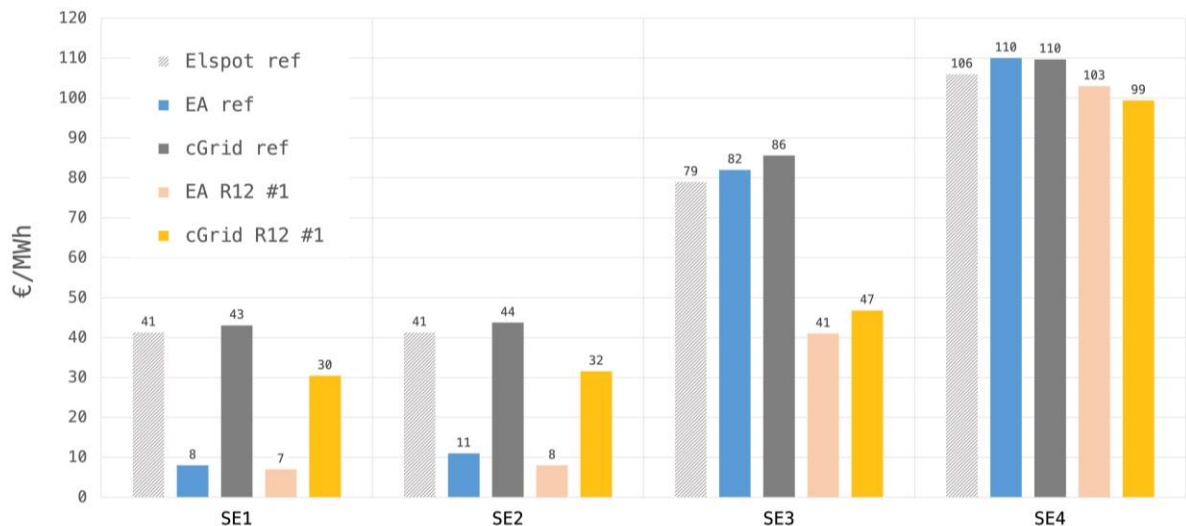
Parameter	R12 #1	R12 #2	Havsvind
Tillägg produktionskapacitet	+ 1785 MW kärnkraft SE ₃		+ 3500 MW havsvind SE ₄
Förändring överföringskapacitet snitt 2 (SE ₂ – SE ₃)	—	+ 500 MW	—
Förändring överföringskapacitet snitt 3 (SE ₃ – SE ₄)	—	+ 900 MW	—
Historisk tidsperiod	2021/09/01 – 2021/11/31		

9.3.1 Ringhals 1 & 2 i drift hösten 2021, ingen förändrad överföringskapacitet

Figur 57 visar de genomsnittliga elpriserna för modelleringsfall R12 #1 i de svenska elområdena. Samma dynamik kan ses i båda modelleringar över samtliga elområden, även om elområde SE₁ och SE₂ är mer svårjämförbara givet de mycket låga referenspriserna ur EA:s studie. Med Ringhals 1 & 2 i drift och ett antagande om oförändrad överföringskapacitet så sker det följande i Sveriges södra elområden:

- I SE₃ faller priserna med 50 % i EA:s studie (från €82/MWh till €41/MWh) medan cGrid ser ett fall på 45 % (från €86/MWh till €47/MWh).
- I SE₄ faller priserna med 7 % i EA:s studie (från €110/MWh till €103/MWh) medan cGrid ser ett fall på 10 % (från €110/MWh till €99/MWh).

I både absoluta och relativa termer visar korsvalideringen en mycket övertygande överensstämmelse, vilket genom oberoende analys också ytterligare stärker förtroendet för de resultat som Energiforsk och EA redan har presenterat.



Figur 57, Jämförelse modelleringsfall R12 #1

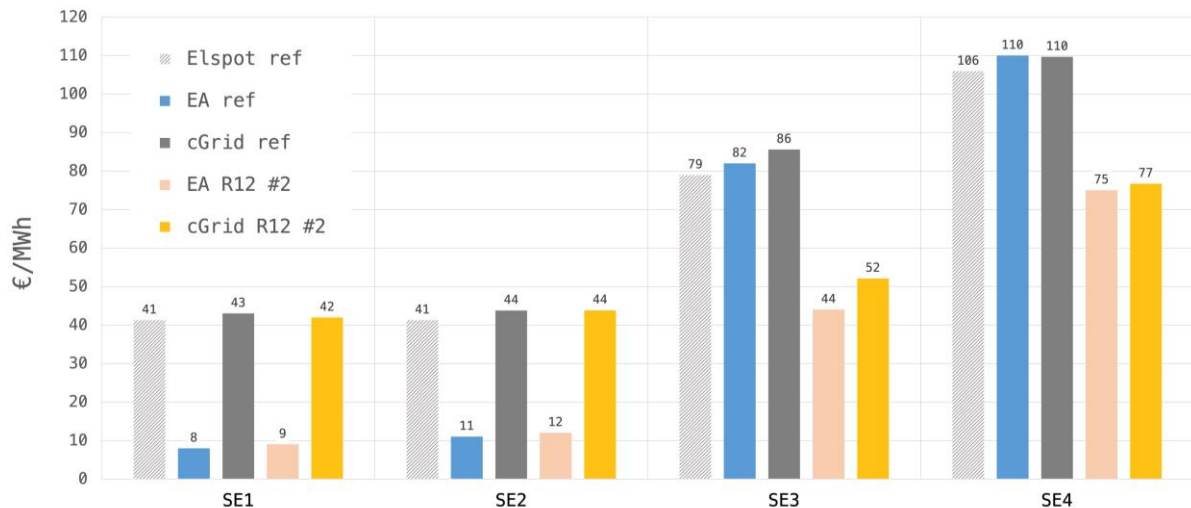
Den ökade lokala produktionskapaciteten i SE3 hjälper till att trycka ner elpriserna med ungefär hälften inom SE3 under perioden. Överföringskapaciteten i Snitt 3 är fortfarande en flaskhals som begränsar möjligheten att sänka priset i SE4 till ungefär 10 %. Priserna sjunker även i norr med 25–30% under perioden. Inlåsnings-effekten över Snitt 2 då SE1 + SE2 bildar ett eget prisområde med lägre pris än SE3 minskar till ett lägre antal timmar, men priserna är betydligt lägre både när Snitt 2 är maxbelastat och priserna norr och söder om Snitt 2 divergerar samt när de tre elområdena bildar ett gemensamt prisområde.

9.3.2 Ringhals 1 & 2 i drift hösten 2021, förbättrad överföringskapacitet

Figur 58 visar de genomsnittliga elpriserna för modelleringsfall R12 #2 i de svenska elområdena. Återigen ser vi samma dynamik i båda modelleringar i samtliga elområden. Med Ringhals 1 & 2 i drift, och med ett realistiskt antagande om den förändrade överföringskapacitet detta för med sig över Snitt 2 och 3, så sker det följande i Sveriges södra elområden:

- I SE3 faller priserna med 46 % i EA:s studie (från €82/MWh till €44/MWh) medan cGrid ser ett fall på 40 % (från €86/MWh till €52/MWh).
- I SE4 faller priserna med 32 % i EA:s studie (från €110/MWh till €75/MWh) medan cGrid ser ett fall på 30 % (från €110/MWh till €77/MWh).

I både absoluta och relativa termer visar korsvalideringen här återigen en övertygande nivå av överensstämmelse.



Figur 58, Jämförelse modelleringsfall R12 #2

Den ökade lokala produktionskapaciteten i SE3 trycker ner elpriserna inom området och den ökade överföringskapaciteten över Snitt 3 till SE4 gör att mer denna prisseffekt nu visar sig även där. Den ökade överföringskapaciteten över Snitt 2 minskar inlåsningseffekterna för elområde SE1 & SE2, vilket i sig ger ett pristryck uppåt i dessa områden. Prisminskningen från den nya produktionen i SE3 tar ut denna effekt nästan exakt, och priserna förändras därför inte nämnvärt åt något håll i SE1 & SE2 i detta scenario.

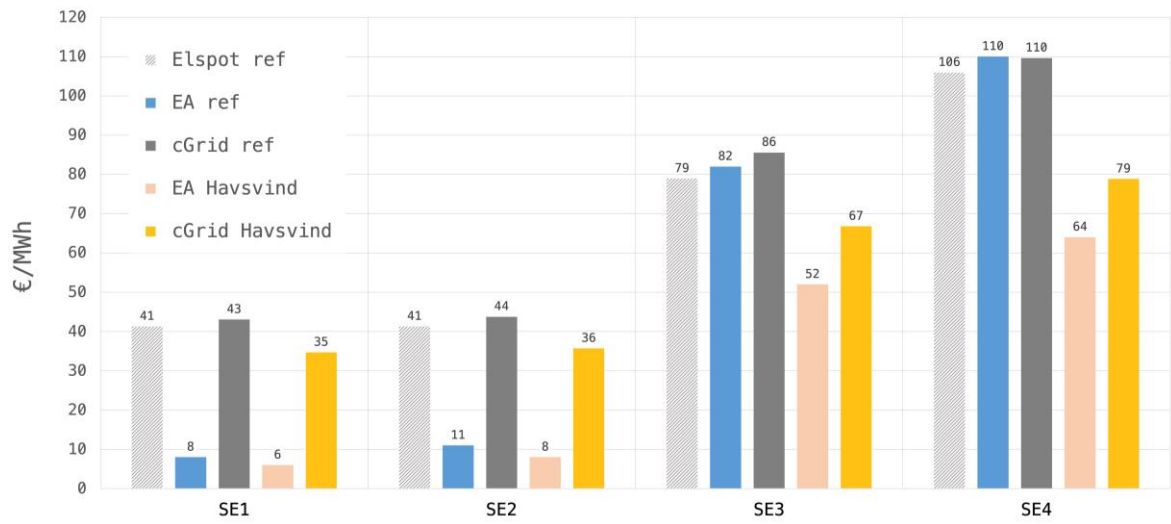
9.3.3 Havsvind (+3500 MW) i SE4 hösten 2021

Figur 59 visar de genomsnittliga elpriserna för modelleringsfallet Havsvind i de svenska elområdena. Med 3500 MW havsvind i drift i SE4 så sker det följande i Sveriges södra elområden:

- I SE3 faller priserna med 37 % i EA:s studie (från €86/MWh till €52/MWh) medan cGrid ser ett fall på 22 % (från €86/MWh till €67/MWh).
- I SE4 faller priserna med 42 % i EA:s studie (från €110/MWh till €64/MWh) medan cGrid ser ett fall på 28 % (från €110/MWh till €77/MWh).

Vi ser prisminskningar åt samma håll och med samma storleksordning, men effekten är markant större i EA:s modellering än den vi ser i cGrid. I cGrid modellerades den timvisa kapacitetsfaktorn för havsvindkraften utifrån faktiska produktionsdata för havsvind i det närliggande danska elområdet DK2, vilket uppnådde en lägre kapacitetsfaktor än den EA:s studie ansatte för havsvindparken (41 % istället för 49 %). När samma produktionsserie för havsvindkraften som EA använde ansätts i cGrid⁶¹, så närmar sig resultaten varandra. I detta fall sjunker priset i SE3 med 32 % (EA 37 %) och i SE4 med 43 % (EA 42 %).

⁶¹ Produktionsprofilen erhöles via email från Markus Wråke, Energiforsk (2022/02/16)



Figur 59, Jämförelse modelleringsfall Havsvind

10 Referenser

- [1] Energimyndigheten, "Årlig energibalans (2021-12-15)," Eskilstuna, 2021.
- [2] Energiforsk, El från nya anläggningar, Stockholm, Sverige: Energiforsk, 2022.
- [3] COWI, "Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation under BEMIP," European Commission, ENER/C1/2018-456, 2019.
- [4] A. Mathern, C. von der Haar och S. Marx, "Concrete Support Structures for Offshore Wind Turbines: Current Status, Challenges, and Future Trends," *Energies*, vol. 14, 2021.
- [5] K. W. Hermans och J. M. Peeringa, "Future XL monopile foundation design for a 10 MW wind turbine in deep water," ECN, 2016.
- [6] US Department of Energy, "Offshore Wind Market Report: 2021 Edition," US DOE, 2021.
- [7] H. Cleijne, "Cost of offshore transmission," DNV-GL, 2019.
- [8] International Energy Agency, What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels?, IEA, 2021.
- [9] W. Mathis, "Wind Power's 'Colossal Market Failure' Threatens Climate Fight," Bloomberg UK, 2022.
- [10] LevelTen Energy, "Contract prices for renewable power are up 30%. What's going on?," Canary Media, 2022.
- [11] Energiföretagen AB, "Data från Energiföretagen (2019), egna beräkningar baserat på data," 2019.
- [12] Havs- och vattenmyndigheten, "Havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet, Förslag till regeringen 2019-12-16," HAV, 2019.
- [13] M. Wråke, A. Kofoed-Wiuff, V. Duus Svensson och J. Hethey, IMPACT ON ELECTRICITY PRICES OF ADDED GENERATION IN SOUTHERN SWEDEN –A COUNTERFACTUAL ANALYSIS OF THE AUTUMN 2021, Stockholm: Energiforsk, 2022.